

бФедеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Саяно-Шушенский филиал  
институт

Кафедра «Гидротехнических сооружений и гидравлических машин»  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ А.А. Андрияс  
подпись                      инициалы, фамилия  
«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2020 г.

## **БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

15.03.02 – Технологические машины и оборудование

код - наименование направления

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ АНДИЙСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ АНДИЙСКОЙ КОЙСУ.  
ЗАТВОРЫ ТУРБИН. РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ ЗАТВОРОВ, СИСТЕМЫ  
ПРИВОДА**

Руководитель \_\_\_\_\_  
подпись, дата

А.В. Масленникова  
инициалы, фамилия

Выпускник \_\_\_\_\_  
подпись, дата

В.Г. Санковский  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Андийской ГЭС на реке Андийское Койсу. Затворы турбин. Расчет параметров затворов, системы привода».

Консультанты по разделам:

Консультант:	_____	<u>В.Б. Затеев</u>
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Водно-энергетические расчёты	_____	<u>Е.Ю. Затеева</u>
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Основное и вспомогательное оборудование	_____	<u>А.В. Масленникова</u>
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Характеристики турбины	_____	<u>А.В. Масленникова</u>
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Расчёт на прочность лопатки НА	_____	<u>Т.С. Глущенко</u>
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Пожарная безопасность. Охрана труда	_____	<u>В.Б. Затеев</u>
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Охрана окружающей среды	_____	<u>В.А. Кадычegov</u>
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Технико-экономическое обоснование	_____	<u>В.В. Лапасова</u>
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Нормоконтролёр	_____	<u>А.А. Чабанова</u>
	подпись, дата	инициалы, фамилия

## СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ АНДИЙСКОЙ ГЭС .....	6
ВВЕДЕНИЕ .....	7
1 Выбор установленной мощности ГЭС на основе водно-энергетических расчетов .....	8
1.1 Топографическая основа .....	8
1.2 Климат.....	8
1.3 Сейсмология .....	8
1.4 Гидрологический ряд .....	8
1.5 Нахождение маловодного и средневодного года .....	11
1.6 Ограничения расходов по ВХК и потери .....	12
1.7 Гидравлические потери .....	13
1.8 Энергосистема .....	13
1.9 Построение интегральной кривой нагрузки (ИКН).....	14
1.10 Построение годовых графиков нагрузки .....	17
1.11 Водно-энергетический расчет .....	18
1.12 Выбор рабочей мощности .....	20
1.13 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС в маловодном месяце	20
1.14 Определение среднегодовой выработки .....	21
1.15 Построение баланса мощности.....	22
1.16 Режимное поле.....	23
2 Основное и вспомогательное оборудование.....	25
2.1 Выбор гидротурбины по главным универсальным характеристикам .	25
2.2 Выбор номинального диаметра рабочего колеса.....	25
2.3 Определение отметки заглубления рабочего колеса гидротурбины. .	28
2.4 Выбор типа серийного генератора .....	30
3 Характеристики турбины.....	31
3.1 Построение рабочих характеристик гидротурбины .....	31
3.2 Построение эксплуатационной характеристики ГТ .....	34
3.3 Расчёт деталей и узлов гидротурбины .....	34
3.4 Расчёт подшипника .....	35
3.5 Гидромеханический расчёт и построение плана спиральной камеры .	37
3.6 Расчет и построение кинематической схемы НА .....	40
3.6.1 Направляющий аппарат .....	40
3.6.2 Выбор формы сечения лопатки .....	41
3.6.3 Кинематическая схема механизма поворота лопатки НА .....	42
3.6.4 Выбор типа маслонапорной установки и электрогидравлического регулятора.....	44
4 Расчет на прочность лопатки НА .....	45
4.1 Основные параметры и принцип действия направляющего аппарата	45
4.2 Расчет на прочность лопатки направляющего аппарата .....	46
4.2.1 Условная расчётная схема.....	46

4.2.2	Исходные данные .....	47
4.2.3	Расчет сосредоточенного усилия от рычага .....	47
4.2.4	Расчет реакций опор .....	50
4.2.5	Расчет моментов .....	50
4.2.6	Расчет суммарных моментов по сечению .....	51
4.2.7	Расчёт максимального нормального напряжения при изгибе.....	51
4.2.8	Расчёт лопатки на кручение .....	52
4.3	Построение симметричной лопатки направляющего аппарата в программе Cosmos/M .....	55
5	Пожарная безопасность. Охрана труда .....	61
5.1	Пожарная безопасность.....	61
5.2	Охрана труда.....	63
5.3	Меры безопасности при выполнении работ в зимнее время, на открытом воздухе.....	64
6	Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Андийского гидроузла. Охрана труда и противопожарная безопасность. ....	68
6.1	Общие сведения о районе строительства .....	68
6.2	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства .....	68
6.4	Отходы, образующиеся при строительстве .....	72
6.5	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации .....	73
7	Технико-экономическое обоснование .....	75
7.1	Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации .....	75
7.1.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии .....	75
7.1.2	Текущие расходы по гидроузлу .....	76
7.1.3	Налоговые расходы в первые годы эксплуатации .....	79
7.2	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности. ....	79
7.3	Оценка инвестиционного проекта .....	81
7.3.1	Методология, исходные данные .....	81
7.3.2	Коммерческая эффективность .....	82
7.3.3	Бюджетная эффективность .....	83
7.4	Анализ чувствительности .....	83
8	Турбинные затворы. Расчет параметров затворов, системы привода .	86
8.1	Классификация затворов .....	86
8.2	Турбинные затворы .....	87
8.3	Расчет параметров затвора и привода .....	90
8.3.1	Расчет параметров затвора .....	90
8.3.2	Расчет гидроцилиндра .....	93
8.4	Выбор рабочей жидкости .....	97
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	99
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	100
	ПРИЛОЖЕНИЕ А. Результаты сработок.....	103

ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Зона работы турбины ПЛД 70-В-60°-34,5 .....	127
ПРИЛОЖЕНИЕ В. Эксплуатационная характеристика.....	129
ПРИЛОЖЕНИЕ Г. Чертёж спиральной камеры .....	130

## СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ АНДИЙСКОЙ ГЭС

1. Наименование ГЭС: Андийская ГЭС на реке Андийское Койсу.
2. Местонахождение ГЭС: Республика Дагестан.
3. Тип проектируемой установки: Гидроэлектростанция.
4. Характерные расходы воды:
  - а) среднемноголетний 62,6 м<sup>3</sup>/с;
  - б) всех турбин 102,6 м<sup>3</sup>/с;
  - в) максимальный с учетом трансформации паводка обеспеченностью 0,01%, 260,64 м<sup>3</sup>/с;
  - г) минимальный 4,3 м<sup>3</sup>/с.
5. Параметры водохранилища:
  - а) характер регулирования стока суточный;
  - б) отметки: НПУ 913,19 м; УМО 843,00 м;
  - в) объёмы: полный 21 км<sup>3</sup>; полезный 0,048 км<sup>3</sup>;
6. Напоры ГЭС:
  - а) максимальный 69,39 м; б) средний 69,085 м;
  - в) расчетный 68,78 м; г) минимальный 68,6 м.
7. Энергетические характеристики:
  - а) мощность установленная 42,23 МВт; гарантированная 9 МВт;
  - б) Среднегодовая выработка электроэнергии 305 млн. кВт·ч;
  - в) Число часов использования установленной мощности 4000 час.
- 8) Плотины:
  - а) русловая ГЭС, материал бетон;
  - б) максимальная высота 72 м.
- 9) Здание ГЭС:
  - а) тип здания: приплотинное. число агрегатов 2;
  - б) грунты в основании скальные (доломиты);
  - в) тип спиральной камеры металлический круглого сечения;
  - г) тип отсасывающей трубы изогнутый;
  - д) расстояние между осями агрегатов 6 м;
- 10) Основное оборудование:
  - а) тип турбины ПЛД70а-В-60<sup>0</sup>-34,5, диаметр 2,12 м;
  - б) тип генератора СВ-425/135-14, мощность 32,5 МВт;
  - в) частота вращения 428,6 об/мин;
  - г) Маслонапорная установка: МНУ1,6/1-40-2,5-2
  - д) Электрогидравлический регулятор: ЭГРК100
- 11) Технико-экономические показатели:
  - а) удельные показатели 120,04 тыс.руб/кВт,
  - б) себестоимость энергии 1,2 руб./кВт·ч;
  - в) показатели эффективности: ЧДД=313,2 млрд. руб.; ВНД=13,53; ИД=1,19;  
Срок окупаемости= 129 мес.

## ВВЕДЕНИЕ

Все актуальнее становится гидроэнергетика и альтернативные источники энергии. Сжигание нефти и угля сопряжено с большими расходами, в то время как использование энергии воды не требует затрат на топливо, средства уходят лишь на строительство и ремонт. При этом гидроэлектростанции, как высокоманевренные источники электроэнергии, способны практически мгновенно принимать и сбрасывать нагрузки, покрывать пики нагрузок, регулировать частоту тока в энергосистеме, также выполнять в ней функции аварийного резерва. Так же у ГЭС отсутствуют вредные выбросы, что положительно сказывается на экологии, но в то же время образование водохранилищ требует затопления значительных территорий, зачастую плодородных.

ГЭС в России контролирует компания РусГидро, где при реформе РАО «ЕЭС России» были сосредоточены основные гидрогенерирующие активы страны. Эта компания объединяет более 70 объектов возобновляемой энергетики и по суммарной мощности электростанций является крупнейшей в России.

Россия имеет крупнейший гидропотенциал, освоив который может полностью отказаться от других источников электроэнергии. Проблема в том, что большая часть неиспользованного гидропотенциала расположена в труднодоступных местах.

Целью настоящей работы является проработка основных этапов проектирования гидроэлектростанции, с применением и закреплением теоретических знаний, а также поиск оптимального проектного решения путем творческого подхода к решению конкретных задач.

# 1 Выбор установленной мощности ГЭС на основе водно-энергетических расчетов

## 1.1 Топографическая основа

Река Андийское Койсу являющаяся левой составляющей реки Сулак, образуется от слияния рек Пирикительская Алазани и Тушетская Алазани, берущих начало в горной Тушетии (Грузия). Она сливается с рекой Аварское Койсу, образуя реку Сулак. Длина реки от места слияния двух рек 144 км (от истока Тушетской Алазани — 192 км), общее падение 2500 м, площадь водосбора 4810 км<sup>2</sup>.

## 1.2 Климат

Лето здесь теплое, а зима мягкая, но ветреная. Высокие горы покрыты снегом. Средняя температура января - плюс 1°С, средняя температура июля – плюс 24°С. В целом, летний климат характеризуется обилием тепла и сухостью. Но, в высокогорном Дагестане лето довольно прохладное, а зима сравнительно холодная. Каспийское море является аккумулятором и источником тепла в Дагестане. Летом температура воды в море достигает до 28 градусов. Годовое количество осадков колеблется от 200 миллиметров в знойных северных степях до 800 миллиметров в горах.

## 1.3 Сейсмология

Сейсмологи России прогнозируют сильные землетрясения в период с 2013-2036 годов, 7-10 баллов. Вероятность таких землетрясений составляет 50-60%, и с каждым годом увеличивается. К сожалению, последние 20-25 лет в Дагестане не проводилось детального сейсмического районирования – определения совокупности ожидаемых сейсмических воздействий на территории проектирования и строительства важнейших народнохозяйственных объектов. Единственное, что было сделано после землетрясения 1970 года, были произведены оценочные мероприятия по макросейсмике.

## 1.4 Гидрологический ряд

Среднемесячные, среднегодовые и среднемноголетние расходы воды (м<sup>3</sup>/с) в створе ГЭС

Таблица 1.1 - Среднемесячные расходы воды реки Андийское Койсу с 1950-1999

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q ср год
1950	20,8	34,9	37	41	81	85	120	92	26	22,9	24,4	32	51
1951	6,0	8,1	43	48	98	140	160	119	35	34,2	10,2	27	61



Продолжение таблицы 1.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q ср год
1952	14,7	22,9	33	34	87	116	152	127	43	25,3	19,9	31	59
1953	19,7	24,0	36	37	114	126	149	116	39	36,4	19,0	31	62
1954	10,6	12,5	15	21	72	98	133	92	24	5,7	5,5	24	43
1955	4,3	8,7	14	25	72	114	134	108	25	5,7	9,8	28	46
1956	21,1	23,5	32	33	76	114	144	114	33	32,9	29,9	31	57
1957	30,6	31,6	35	35	85	115	150	117	35	17,9	12,7	29	58
1958	18,3	23,5	39	46	90	126	143	114	31	18,9	25,3	30	59
1959	13,4	23,0	43	43	83	118	130	110	28	23,5	19,5	26	55
1960	6,3	9,6	17	23	69	83	113	90	23	8,3	14,6	24	40
1961	21,0	25,6	34	31	76	118	147	114	35	19,2	11,3	28	55
1962	24,5	38,1	67	83	190	197	183	140	58	50,1	42,9	35	92
1963	18,4	27,8	33	35	81	103	150	122	31	22,6	6,8	27	55
1964	20,3	23,8	40	47	98	108	153	119	35	25,7	16,6	30	60
1965	15,8	23,1	31	32	169	150	138	114	29	14,7	11,3	28	63
1966	9,0	21,8	31	34	130	112	159	118	36	18,3	13,6	23	59
1967	23,8	27,3	34	40	88	123	136	115	38	34,4	35,8	29	60
1968	21,0	24,1	34	34	89	126	148	122	62	37,3	44,1	31	64
1969	21,3	34,4	33	37	85	112	136	115	31	37,3	26,2	33	58
1970	25,4	33,3	37	48	178	151	173	140	35	50,8	39,5	38	79
1971	18,8	22,7	31	39	100	114	137	123	40	37,1	42,3	30	61
1972	23,5	24,0	32	41	91	103	140	110	29	17,8	35,8	31	57
1973	13,8	9,2	16	66	118	191	147	117	30	28,9	25,2	29	66
1974	14,7	22,9	34	33	184	180	142	117	39	39,9	49,3	29	74
1975	16,7	8,7	11	18	71	99	131	109	23	17,9	16,3	27	46
1976	20,4	23,6	34	42	153	170	151	121	32	23,5	34,6	33	70
1977	16,3	22,4	41	46	96	131	154	121	38	31,6	56,3	26	65
1978	21,0	24,0	34	33	149	139	148	117	35	27,9	11,1	53	66
1979	21,5	24,0	45	43	133	158	164	125	38	27,3	23,5	31	69
1980	21,0	35,7	46	86	205	182	183	137	59	48,2	37,9	37	90
1981	31,7	32,6	50	88	200	192	196	147	66	59,3	46,7	46	96
1982	30,9	31,6	36	66	137	120	159	126	44	42,4	35,8	35	72
1983	7,1	19,6	37	70	152	132	156	120	36	39,4	50,6	32	71
1984	32,2	23,6	40	59	131	130	151	117	34	21,2	15,2	29	65
1985	25,8	24,9	41	35	107	123	156	119	39	30,6	30,6	30	64
1986	22,7	24,0	30	31	79	112	161	123	38	30,9	24,1	30	59
1987	19,7	23,6	33	53	142	187	153	118	34	25,5	20,6	27	70
1988	16,0	16,9	39	41	109	113	138	106	26	16,7	3,9	30	55
1989	19,7	24,3	35	62	123	115	157	122	37	35,8	27,5	29	66
1990	20,0	23,7	33	48	96	97	132	117	29	17,4	25,6	28	56
1991	21,4	21,8	33	54	103	114	147	111	30	27,4	40,3	40	62
1992	20,4	24,1	34	49	90	135	141	117	34	29,5	20,4	31	60
1993	19,7	21,3	23	57	114	109	150	118	32	32,9	15,4	29	60
1994	18,0	28,9	33	32	76	91	148	120	36	26,6	8,6	27	54

Окончание таблицы 1.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q ср год
1995	19,4	22,8	31	24	134	142	141	109	26	12,0	15,7	31	59
1996	19,3	24,1	35	35	124	126	141	132	40	21,6	25,1	26	62
1997	29,5	30,6	37	47	152	144	137	120	43	46,6	22,7	38	71
1998	28,1	25,1	35	58	108	120	156	134	46	39,5	48,4	31	69
1999	20,8	30,0	44	47	87	103	158	127	40	31,0	28,7	30	62
Ср. многолет	19,5	23,8	34,4	44,2	113,5	128,2	148,5	118,3	36,1	28,6	25,5	30,8	62,6

Кривая зависимости расходов от уровней воды р. Андийское Койсу в створе Андийская ГЭС показана на рисунке 1.1. Координаты для построения кривой зависимости  $Z_{НБ} = f(Q_{НБ})$  за летний период указаны в таблице 1.2.

Таблица 1.2 - Координаты кривой зависимости  $Z_{НБ} = f(Q_{НБ})$  за летний период

$Z_{НБ}$ , м	$Q_L$ , м <sup>3</sup> /с
846,00	206,63
845,75	170,06
845,50	131,44
845,00	74,79
844,50	32,91
844,00	13,32
843,00	0,00

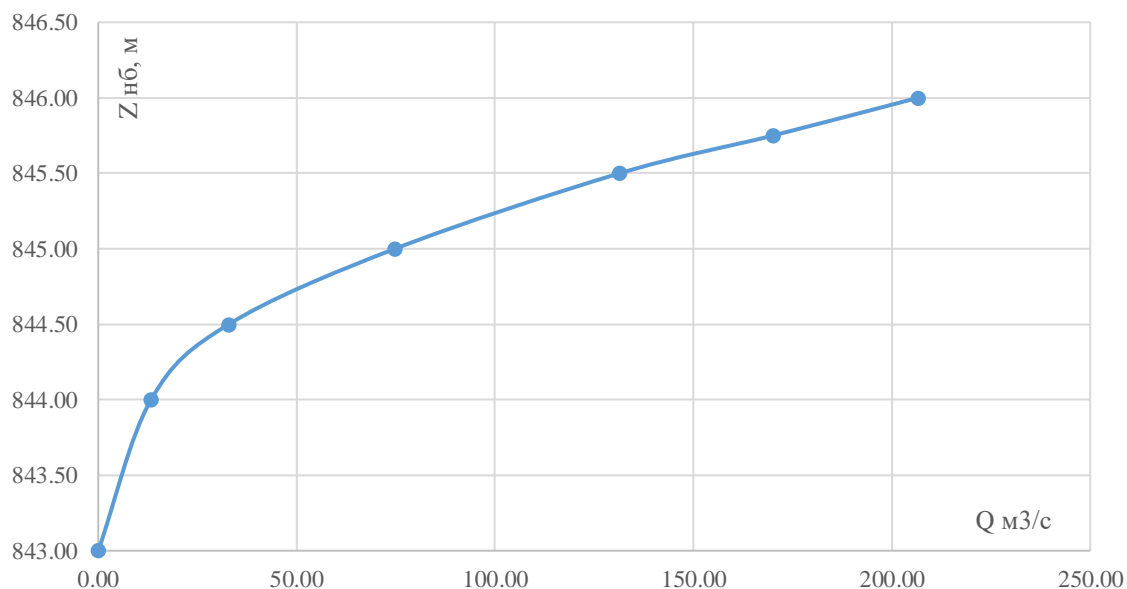


Рисунок 1.1 - Кривые связи в НБ

Кривая зависимости объема Андийского водохранилища от уровня воды в ВБ показана на рисунке 1.2, координаты для ее построения представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 - Данные для построения кривой связи в ВБ

V, км <sup>3</sup>	Z <sub>вб</sub> , м
0,05	913,9638
0,045	911,6553
0,04	908,8266
0,035	905,8621
0,03	902,3723
0,025	897,9194
0,02	892,3094
0,015	885,4530
0,01	876,7934
0,005	864,3022
0	843,0425

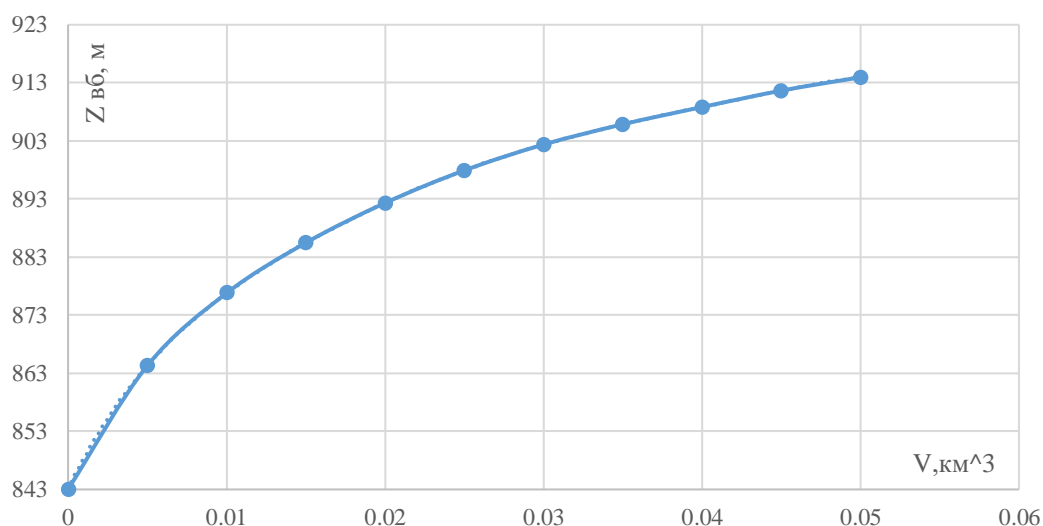


Рисунок 1.2 - Кривая связи в ВБ

### 1.5 Нахождение маловодного и средневодного года

Согласно методике приведения рядов, к одной обеспеченности были найдены коэффициенты межени и половодья

$$k_{90\% \text{межени}} = 1,03$$

$$k_{90\% \text{половодья}} = 0,91$$

$$k_{50\% \text{межени}} = 1,13$$

$$k_{50\% \text{половодья}} = 0,76$$

Маловодный год 1971 год, средневодный 1950 год представлены в таблицах 1.4 и 1.5.

Таблица 1.4 - Для маловодного года

Год P=90%	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср. год
1971	19	23	31	39	100	114	137	123	40	37	42	30	56
1971(пр)	17	21	28	41	98	102	117	110	36	34	39	27	56

Таблица 1.5 - Для средневодного года

Год P=50%	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср. год
1950	20,8	34,9	37	41	79	82	119	90	26	22,9	24,4	32	50
1950(пр)	16	27	28	32	90	93	135	102	20	17	19	24	50

Построим гидрограф средневодного и маловодного годов на одном графике (рисунок 1.3).

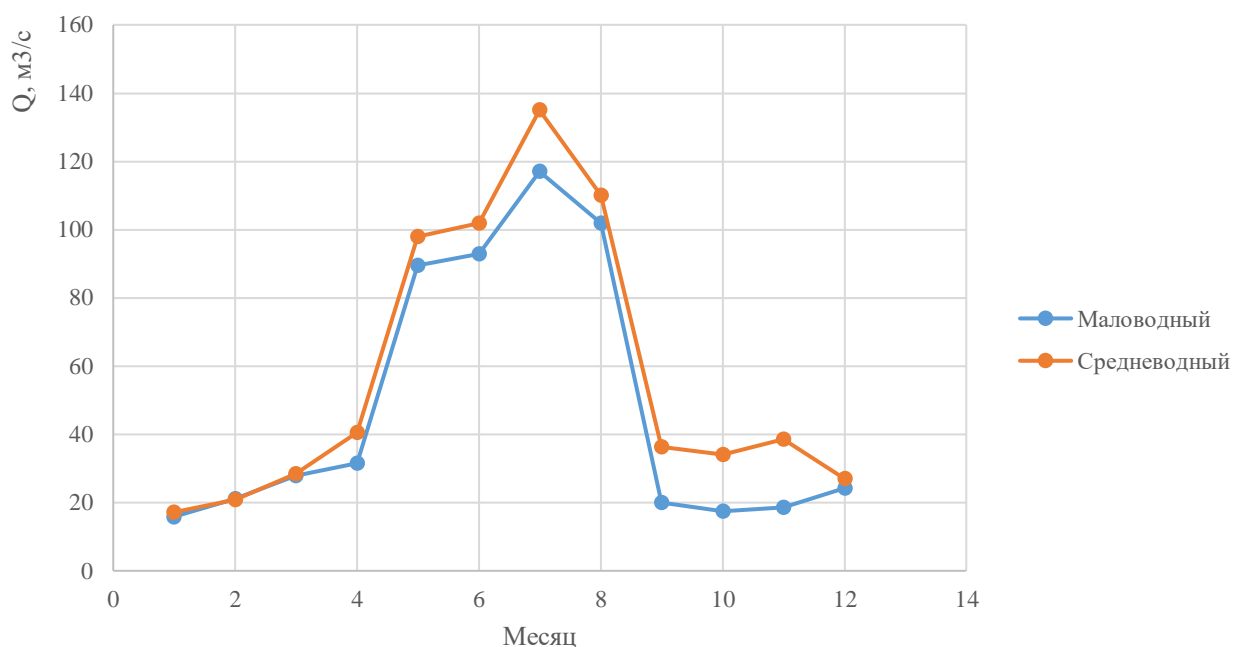


Рисунок 1.3 - Гидрограф реки Андийское Койсу

Определены расходы средневодного и маловодного годов на основе исходного гидрологического ряда. Эти года являются исходными данными для нахождения среднегодовой выработки и установленной мощности, проектируемой ГЭС, соответственно.

## 1.6 Ограничения расходов по ВХК и потери

Ограничения расходов по ВХК и санитарному пропуску, а также потери сведены в таблицу 1.6.

Таблица 1.6 - Требование ВХК и потери воды

$Q, \text{м}^3/\text{с}$	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41
Сан. попуск	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Фильтрация	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Испарение	1	1	1	2	5	6	7	6	2	1	2	1

### 1.7 Гидравлические потери

Гидравлические потери в сороудерживающей решетке, а также скоростные потери в проточном тракте в сумме принимаем равные  $\Delta h = 0,7$  м на протяжении всего расчета.

### 1.8 Энергосистема

Проектируемая ГЭС расположена в ОДУ Юга, по району расположения находится в Дагестанское РДУ.

Данные по существующим суточным мощностям энергосистемы взяты с сайта системного оператора за 15.01.2018 и 16.07.2018, после чего по среднему потреблению был вычислен коэффициент перехода, принятый в последствии  $k_M = 15,24$ . Результат сведен в таблицу 1.7.

Таблица 1.7 - План потребления ОДУ и РДУ за 15.01.2018 и 16.07.2018

Время Мск	15.01.2018		16.07.2018	
	ОДУ	РДУ	ОДУ	РДУ
0:00:00	13847	835	10414	683
1:00:00	12725	791	9756	640
2:00:00	12060	769	9392	616
3:00:00	11722	759	9143	600
4:00:00	11574	761	9064	595
5:00:00	11605	766	8902	584
6:00:00	11677	807	9046	594
7:00:00	12298	892	9671	635
8:00:00	13601	943	10707	703
9:00:00	14364	991	11655	765
10:00:00	15105	1013	12201	801
11:00:00	15440	1009	12425	815
12:00:00	15375	1005	12366	811
13:00:00	15310	992	12386	813
14:00:00	15111	988	12357	811
15:00:00	15052	980	12404	814
16:00:00	14931	991	12146	797
17:00:00	15109	1001	12025	789

Продолжение таблицы 1.7

Время Мск	15.01.2018		16.07.2018	
	ОДУ	РДУ	ОДУ	РДУ
18:00:00	15261	1041	11862	778
19:00:00	15858	1036	11625	763
20:00:00	15796	1024	11818	775
21:00:00	15604	1004	12498	820
22:00:00	15300	971	12021	789
23:00:00	14805	909	11149	732

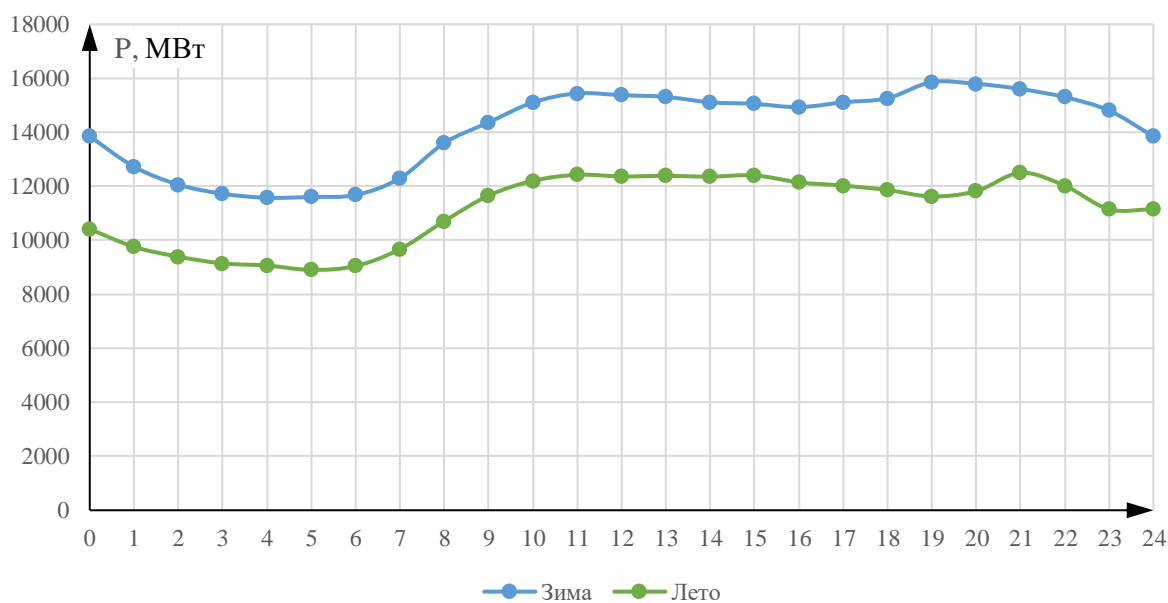


Рисунок 1.4 - Суточные графики нагрузки РДУ, лето и зима.

## 1.9 Построение интегральной кривой нагрузки (ИКН)

На начальном этапе для энергосистемы (Дагестанского РДУ) строятся суточные графики и их интегральные кривые.

Построение суточных графиков, а также ИКН для двух периодов: летнего и зимнего, взятые с сайта so-ups.ru.

Суточные графики для зимы и лета совмещаются с интегральными кривыми по соответствующим осям в одном масштабе.

Таблица 1.8 - Расчет интегральной кривой нагрузки зима

19 января 2018					
Рран, МВт	ΔP, МВт	t, ч	ΔЭ, млн КВт·ч	ΔPсум, МВт	ΔЭ, млн КВт·ч
1025	8,9	1	8,9	8,9	8,9
1016	14,7	2	29,3	23,6	38,3
1002	16,1	3	48,2	39,7	86,4
986	6,3	4	25,0	45,9	111,4
979	4,9	5	24,3	50,8	135,8

Продолжение таблицы 1.8

Рран, МВт	ΔP, МВт	t, ч	ΔЭ, млн КВт·ч	ΔPсум, МВт	ΔЭ, млн КВт·ч
974	3,6	6	21,7	54,4	157,5
971	14,2	7	99,5	68,6	257,0
957	1,2	8	9,5	69,8	266,4
955	1,0	9	8,9	70,8	275,3
954	0,7	10	6,6	71,4	281,9
954	2,8	11	30,4	74,2	312,3
951	3,4	12	40,3	77,6	352,6
948	7,1	13	92,4	84,7	444,9
941	31,6	14	443,0	116,3	888,0
909	32,2	15	482,6	148,5	1370,5
877	9,0	16	144,2	157,5	1514,7
868	44,2	17	751,6	201,7	2266,3
823	23,7	18	426,3	225,4	2692,6
800	18,8	19	357,5	244,2	3050,1
781	10,5	20	210,5	254,7	3260,7
770	5,2	21	109,1	259,9	3369,8
765	5,2	22	114,3	265,1	3484,1
760	7,4	23	171,0	272,6	3655,1
753	752,6	24	18063,2	1025,2	21718,3

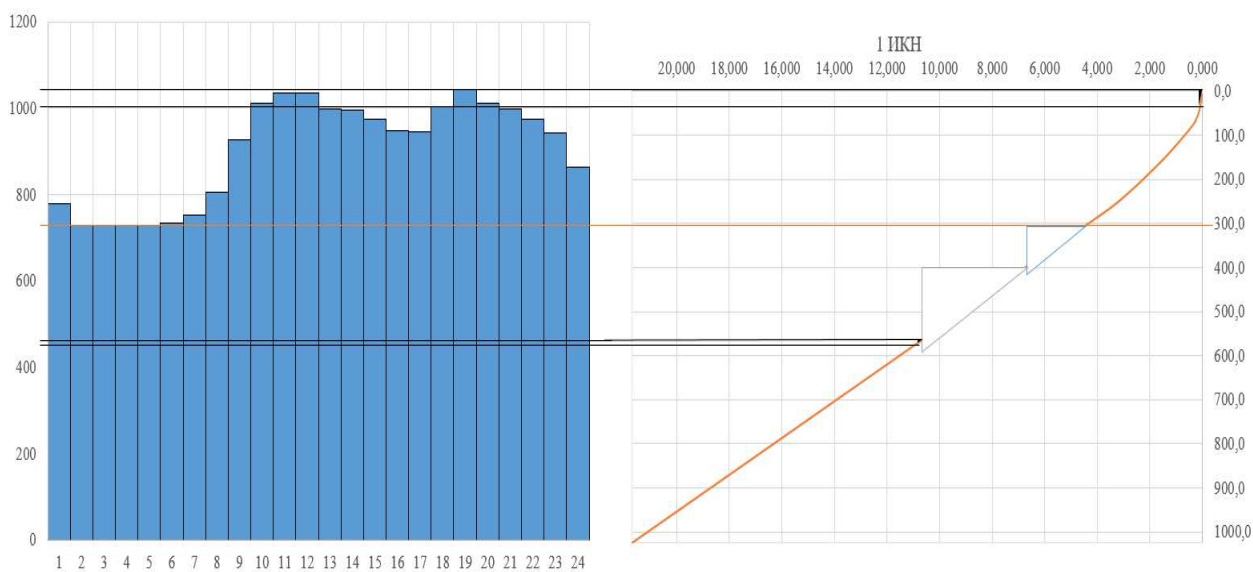


Рисунок 1.5 - Суточный график и интегральная кривая нагрузки РДУ Юга

Таблица 1.9 - Расчет интегральной кривой нагрузки зима

19 июля 2018					
Рран, МВт	ΔР, МВт	t, ч	ΔЭ, млн КВт·ч	ΔРсум, МВт	ΔЭ, млн КВт·ч
852,3	5,5	1	5,5	5,5	5,5
846,8	3,8	2	7,5	9,3	13,0
843,0	5,1	3	15,4	14,4	28,4
837,9	2,6	4	10,3	17,0	38,7
835,3	1,0	5	4,9	18,0	43,6
834,3	2,6	6	15,8	20,6	59,4
831,7	11,2	7	78,3	31,8	137,7
820,5	7,3	8	58,4	39,1	196,1
813,2	8,3	9	74,6	47,4	270,7
804,9	4,8	10	48,0	52,2	318,8
800,1	4,9	11	53,6	57,0	372,3
795,3	5,9	12	70,3	62,9	442,6
789,4	11,1	13	143,7	73,9	586,3
778,4	38,8	14	542,5	112,7	1128,8
739,6	27,7	15	415,5	140,4	1544,2
711,9	29,8	16	476,8	170,2	2021,1
682,1	38,0	17	646,4	208,2	2667,5
644,1	19,7	18	355,3	228,0	3022,8
624,3	23,5	19	446,2	251,4	3469,0
600,9	13,0	20	259,2	264,4	3728,2
587,9	4,8	21	100,9	269,2	3829,1
583,1	8,3	22	182,4	277,5	4011,4
574,8	8,6	23	198,2	286,1	4209,7
566,2	566,2	24	13588,4	852,3	17798,1

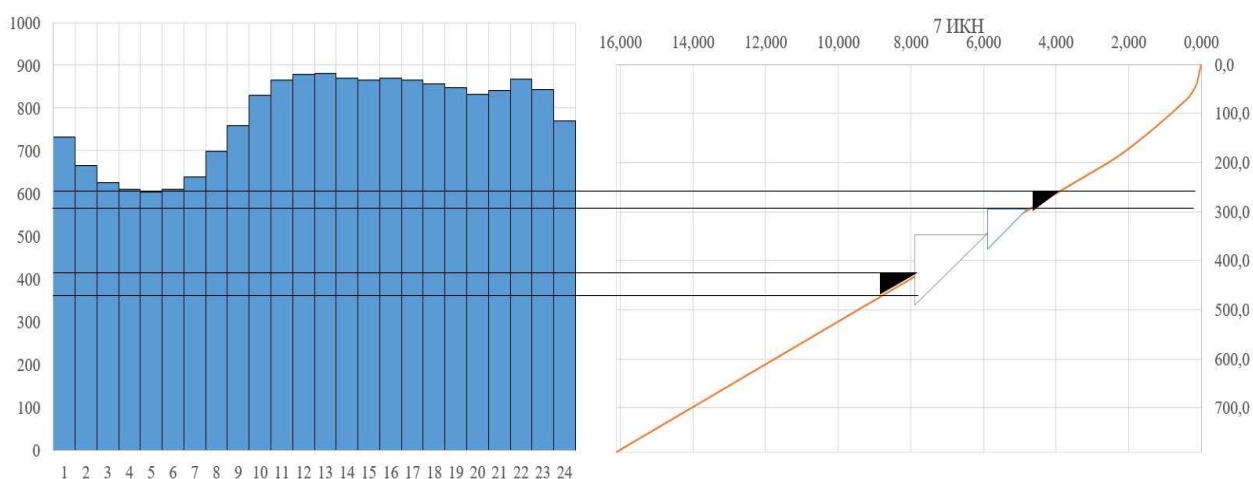


Рисунок 1.6 - Суточный график и интегральная кривая нагрузки РДУ Юга



## 1.10 Построение годовых графиков нагрузки

И максимальная, и среднемесячная нагрузка неразвивающейся энергосистемы для рабочего дня каждого месяца определяются по формуле:

$$P_t^{max} = a + b \cdot \cos\left((30^\circ \cdot t - 15^\circ) \cdot \frac{\pi}{180^\circ}\right), \quad (1.1)$$

где  $t$  – порядковый номер месяца в году;  
 $a, b$  – коэффициенты, для определения которых используются формулы

-для случая максимальных нагрузок:

$$a = \frac{P_c^{max} + P_l^{max}}{2} = 930, \quad (1.2)$$

$$b = \frac{P_c^{max} - P_l^{max}}{2} = 110, \quad (1.3)$$

-для случая среднемесячных нагрузок:

$$a = \frac{P_c^{сред} + P_l^{сред}}{2} = 831, \quad (1.4)$$

$$b = \frac{P_c^{сред} - P_l^{сред}}{2} = 98, \quad (1.5)$$

Данные для построения графика максимальных и средних нагрузок приведены в Таблице 1.10. График максимальных и средних нагрузок энергосистемы приведен на Рисунке 1.7.

Таблица 1.10 - Данные для построения годовых графиков нагрузки

Месяц	Pt (максимальное)	Pt(среднее)
1	1037	925
2	1008	900
3	959	856
4	902	806
5	852	762
6	824	736
7	824	736
8	852	762
9	902	805
10	959	856
11	1008	900
12	1037	925

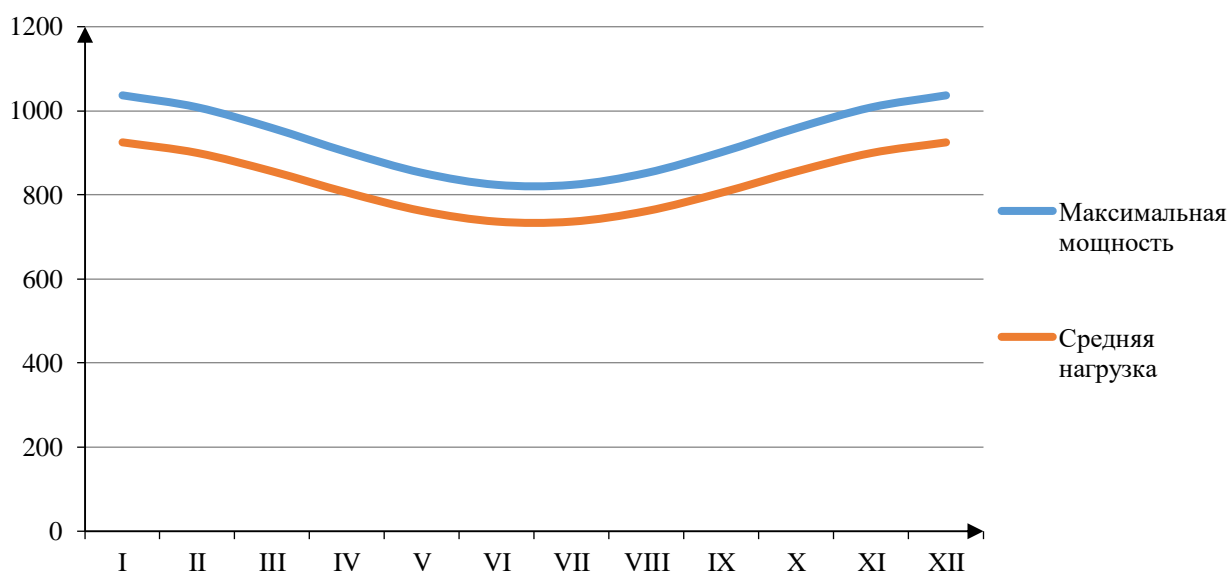


Рисунок 1.7 - График максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

### 1.11 Водно-энергетический расчет

Производим расчёт, который необходим для определения режима работы ГЭС и определения гарантируемой мощности по балансу энергии. Расчёт проводится для маловодного года. Результаты представлены в таблице 1.11-1.13. Баланс энергии представлен на рисунке 1.8.

Таблица 1.11 - Результаты расчетов для режима работы по водотоку

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q, быт 90%, м <sup>3</sup> /с	17	27	28	41	103	117	141	126	36	28	39	27
Q, испар, м <sup>3</sup> /с	1	1	1	2	5	6	7	6	2	1	2	1
Q фильтр, м <sup>3</sup> /с	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Q лед, м <sup>3</sup> /с	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Шлюз	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Q сумм, м <sup>3</sup> /с	2	3	3	3	6	7	8	8	3	3	3	3
Q вхк, м <sup>3</sup> /с	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41
Q полез, м <sup>3</sup> /с	15	24	26	37	97	110	133	119	33	25	35	24
Z вб, м	913	913	913	913	913	913	913	913	913	913	913	913
Z нб, м	844	844	844	844	845	845	846	845	844	844	844	844
Напор, м	68	68	68	68	67	67	67	67	68	68	68	68
N гар, МВт	9	14	15	22	57	65	78	70	20	15	21	15

Таблица 1.12 - Результаты расчетов для режима работы по требованиям ВХК

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q <sub>ВХК</sub> , м <sup>3</sup> /с	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41
Z <sub>вб</sub> , м	913	913	913	913	913	913	913	913	913	913	913	913
Z <sub>нб</sub> , м	843	843	843	843	843	843	843	843	843	843	843	843
Напор, м	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
N <sub>ВХК</sub> , МВт	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25

Таблица 1.13 - Данные для построения баланса энергии

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
N <sub>быт</sub> , МВт	9	14	15	22	57	65	78	70	20	15	21	15
N <sub>ВХК</sub> , МВт	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
N <sub>сущ.</sub> ГЭС, МВт	42	39	35	32	30	28	28	30	32	35	39	42
N <sub>сист.</sub> МВт	849	822	780	727	650	618	605	637	728	781	815	843
N <sub>каск.</sub> МВт	925	900	856	806	762	736	736	762	805	856	900	925

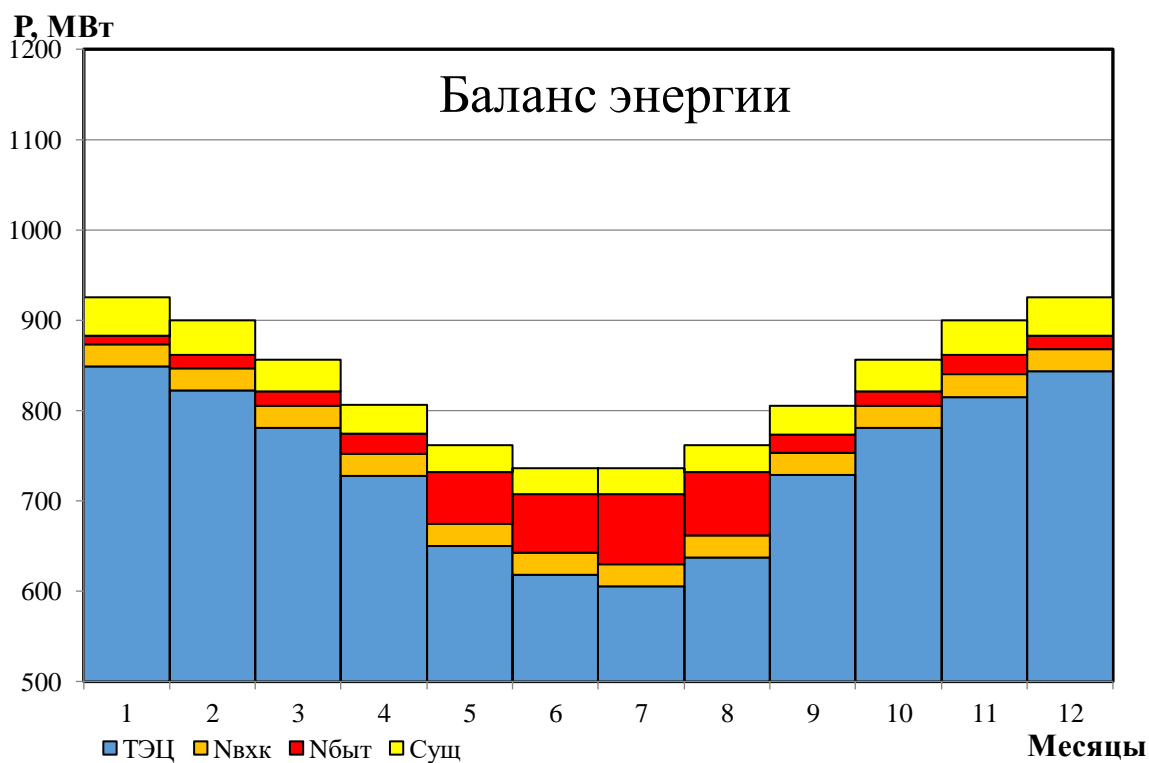


Рисунок 1.8 - Баланс энергии

## 1.12 Выбор рабочей мощности

Выбор рабочих мощностей является отправной точкой, для определения установленной мощности на проектируемой станции. Рабочая мощность проектируемой ГЭС определяется из сработки по январю месяцу. То есть, это рабочая мощность в час с наибольшим потреблением мощности в энергосистеме. Следовательно, рабочая мощность ГЭС в других месяцах года не будет превышать рабочей мощности по январю. Производим сработку вписывая треугольники проектируемой ГЭС на интегральные кривые нагрузки, распределяя часть мощности в пиковую и базовую части.

Для того чтобы найти установленную мощность необходимо найти нагрузочный резерв для проектируемой ГЭС.

Считаем нагрузочный резерв по формуле:

$$N_{рез}^{нагр} = 0,03 \cdot P_{раб} = 0,03 \cdot 41 = 1,23 \text{ МВт}; \quad (1.6)$$

Найдем установленную мощность по формуле:

$$N_{уст.}^{ГЭС} = N_{выт.}^{ГЭС} + N_{рез}^{ГЭС} = 41 + 1,23 = 42,23 \text{ МВт}; \quad (1.7)$$

## 1.13 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС в маловодном месяце

Расчет работы водохранилища ГЭС производится календарным методом на заданный режим среднечасовых мощностей. Обязательным условием для водно-энергетических расчётов является равенство уровней воды в водохранилище в начале и в конце расчётного периода регулирования. Это условие обусловлено необходимостью использования всей полезной ёмкости водохранилища.

Согласно расчетов сработки-наполнения всех месяцев, выявлен месяц (ноябрь), в котором срабатывается больший объем водохранилища. Таблица расчета приведена в Приложении А.

График сработки-наполнения водохранилища в маловодном месяце представлен на рисунке 1.9.

### Сработка Ноябрь

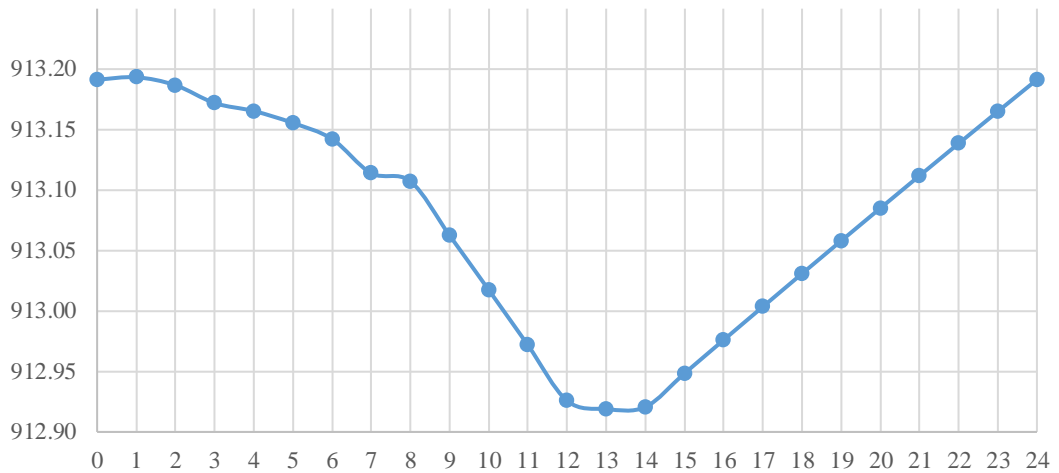


Рисунок 1.9 - График сработки-наполнения водохранилища

#### 1.14 Определение среднегодовой выработки

Для расчета среднегодовой выработки берем выработку за типичные сутки каждого месяца и умножаем суточную выработку на число дней в месяце, находим выработку за месяц, потом находим среднюю за год выработку, складывая каждое значения выработки за каждый месяц в году. Результат сведём в таблицу 1.14.

Таблица 1.14 - Определение среднегодовой выработки

Месяц	Э <sub>сут</sub> , млн кВт·ч	Э <sub>мес</sub> , млн кВт·ч	Э <sub>ср.мн</sub> , млн кВт·ч
Январь	0,250	7,736	305
Февраль	0,396	12,286	
Март	0,411	12,741	
Апрель	0,602	18,656	
Май	1,438	44,593	
Июнь	1,497	46,413	
Июль	1,717	53,239	
Август	1,615	50,053	
Сентябрь	0,528	16,381	
Октябрь	0,411	12,741	
Ноябрь	0,572	17,746	
Декабрь	0,396	12,286	

График сработки-наполнения по рабочим мощностям, приведённый на рисунке 1.10, показывает небольшое колебание водохранилища порядка 0,27 м.

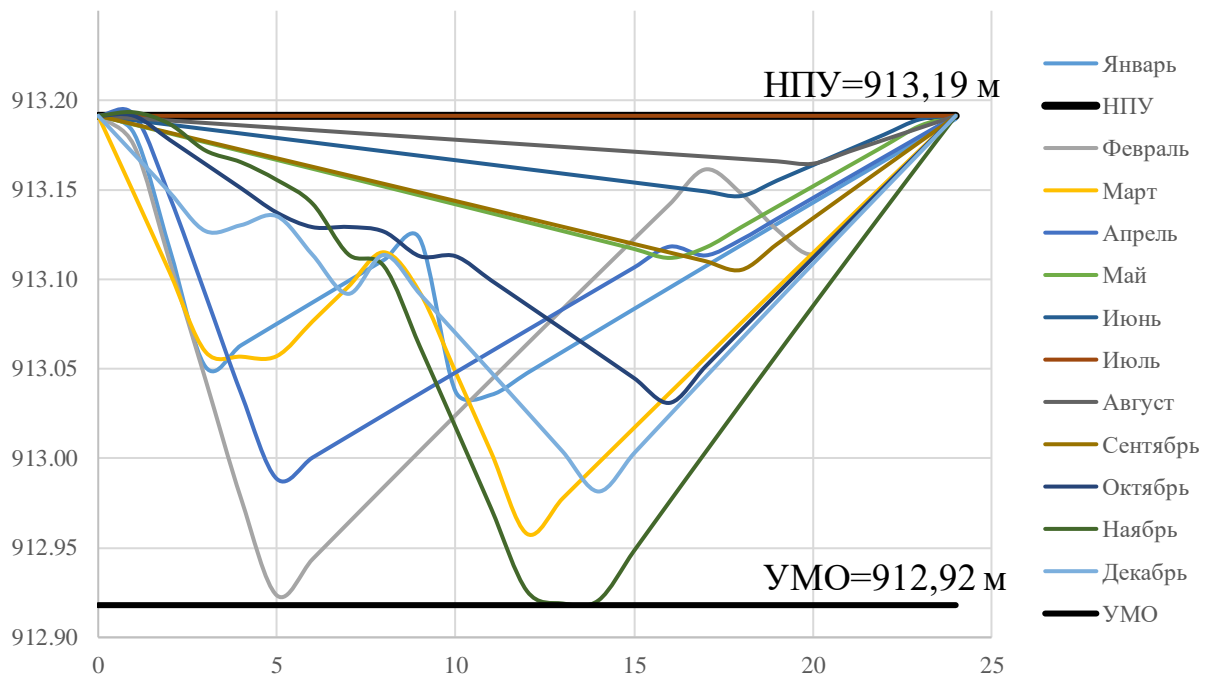


Рисунок 1.10 - График сработки-наполнения по рабочим мощностям

### 1.15 Построение баланса мощности

Дальнейшим шагом для определения установленной мощности ГЭС является построение баланса мощности, который строится на годовом графике нагрузки максимальных мощностей. Расчет приведен в таблице 1.15, график на рисунке 1.11.

Таблица 1.15 - Баланс мощности

Система			Существующая ГЭС			Проектируемая ГЭС			ТЭС			
P max	N н.р	N а.р	N раб	N н.р	N рем	N раб. max	N н.р	N рем	Nраб. max	N а.р	N рем	N н.р
1037	31	73	20	1		41	1,23		976	68		29
1008	30	71	18	1		40	1		950	66		28
959	29	67	17	1		33	1		909	64		27
902	27	63	15	0		38	1		849	59		25
852	26	60	14	0		40	1		798	56	30	24
824	25	58	13	0		40	1		770	54	61	23
824	25	58	13	0		41	1		769	54	61	23
852	26	60	14	0		41	1		797	56	30	24
902	27	63	15	0		20	1		866	61		26
959	29	67	17	1	3	22	1		920	64		28
1008	30	71	18	1		25	1	7	965	68		29
1037	31	73	20	1		40	1		977	68		29

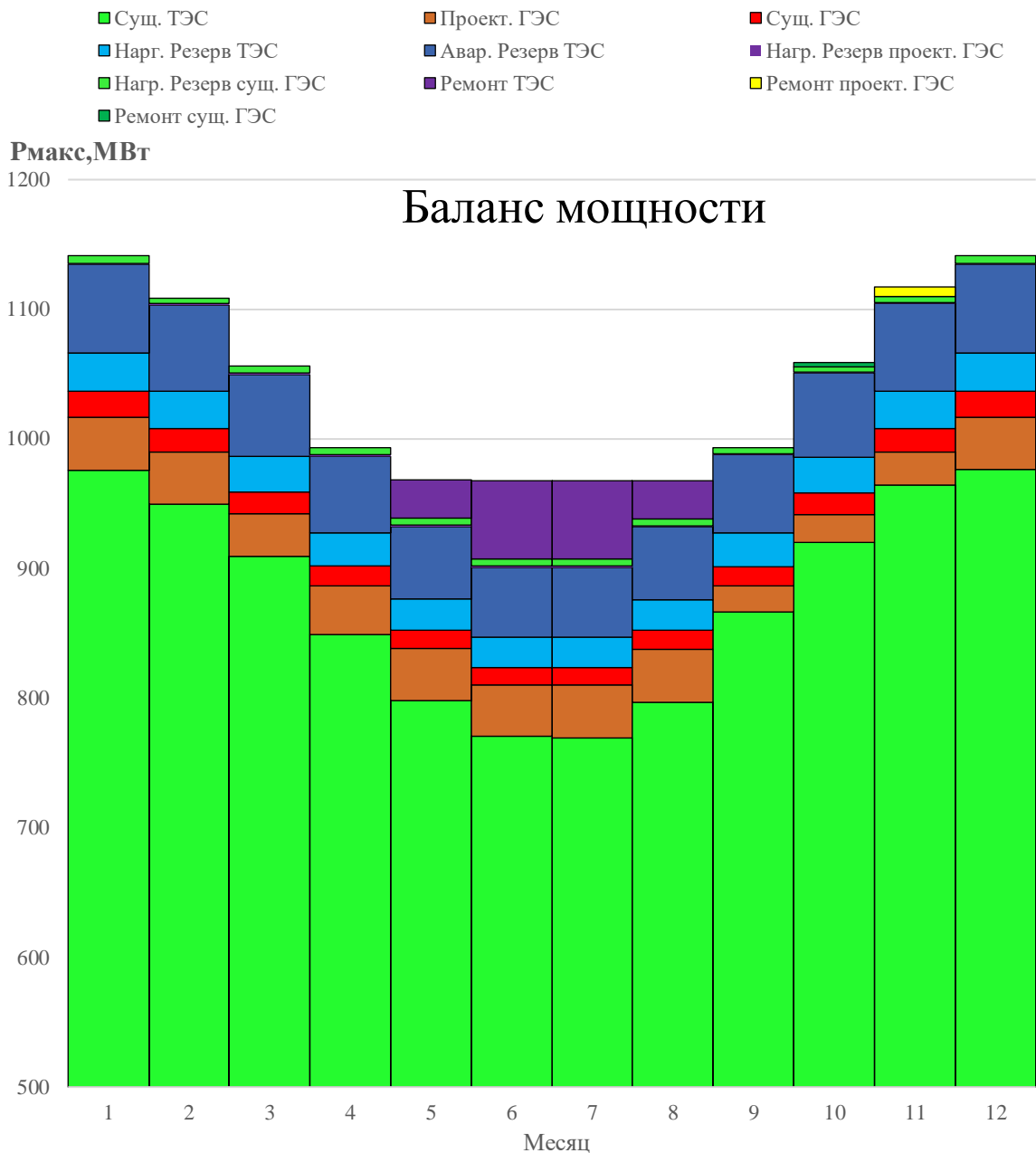


Рисунок 1.11 - Баланс мощности

### 1.16 Режимное поле

Выбор оборудования начинается с построения режимного поля или напорных характеристик станции.

Слева наносится ограничение по минимальному расходу, в данном случае – это санитарный попуск, равный  $Q_{сан.поп.}=10$  м<sup>3</sup>/с, справа – ограничения по турбине и генератору. Максимальная мощность должна выдаваться станцией при расчётном напоре и всех напорах, выше расчетного.

Данные для построения рабочего поля, представлены в таблице 1.16. Само рабочее поле представлено на рисунке 1.12.

Таблица 1.16 - Результаты расчетов режимного поля

кривые связи нб		напорные характеристики			линия огр. по расчётной Нуст		линия огр. по проп.способн. ГЭС		линия огр. по Qсан.попуск	
Qнб	Zнб, лето	Н нпу	Н умо	Нзвб 1(р)	Н	Q	Н	Q	Н	Q
0	843	69,5	69,2	69,4	68,90	67,6	68,74	67,78	0	10
15	843,16	69,3	69,1	69,2	68,89	67,6	68,72	67,77	25	10
25	843,25	69,2	69,0	69,1	68,87	67,7	68,71	67,76	35	10
35	843,35	69,1	68,9	69,0	68,86	67,7	68,69	67,75	45	10
45	843,43	69,1	68,8	68,9	68,84	67,7	68,68	67,75	55	10
55	843,51	69,0	68,7	68,8	68,83	67,7	68,66	67,74	65	10
65	843,59	68,9	68,6	68,8	68,81	67,7	68,65	67,73	75	10
75	843,66	68,8	68,6	68,7	68,80	67,7	68,63	67,72	85	10
85	843,73	68,8	68,5	68,6	68,78	67,7	68,62	67,72	95	10
105	843,85	68,6	68,4	68,5	68,77	67,8	68,60	67,71	105	10
120	843,93	68,6	68,3	68,4	68,75	67,8	68,59	67,70	115	10
130	843,98	68,5	68,2	68,4	68,74	67,8	68,57	67,69	125	10

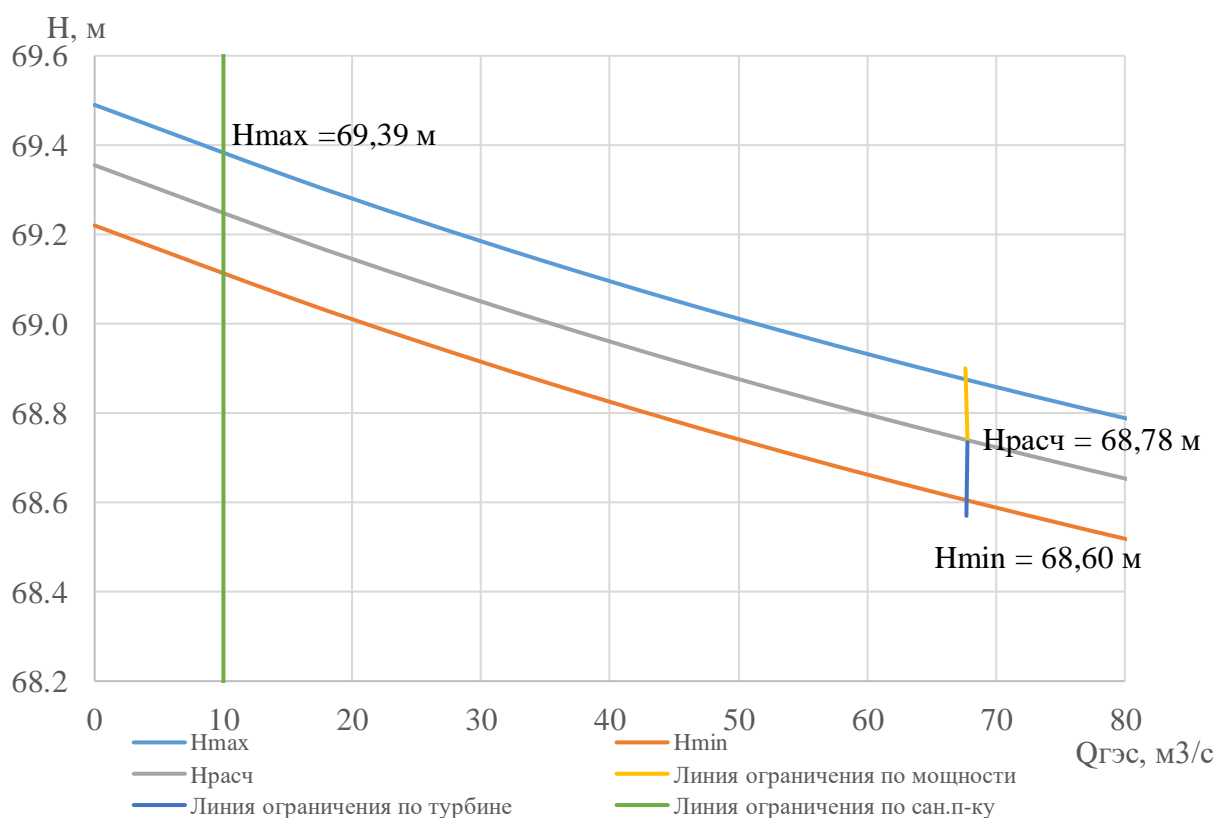


Рисунок 1.12 - Режимное поле



## 2 Основное и вспомогательное оборудование

### 2.1 Выбор гидротурбины по главным универсальным характеристикам

Для полученного диапазона напоров по справочным материалам подбираются все возможные типы гидротурбин, при этом контролируется соблюдение трех условий:

- 1)  $H_{max} \leq H_{пред.}$ , т.е значение предельного напора не должно быть меньше максимального расчетного,
- 2) Отношение  $\frac{H_{min}}{H_{max}}$  должно быть не меньше, приведенного в справочных данных;
- 3) Максимальный диаметр рабочего колеса должен выбираться при учете транспортировки к проектируемой станции

Далее составляется таблица (Таблица 2.1) с выбранными типами гидротурбин и их параметрами при соблюдении вышесказанных условий.

Таблица 2.1 - Параметры моделей гидротурбин

Параметр	ПЛД70-В60	РО75-В
$H_{пред.}$ , М	70	75
$H_{min}/H_{max}$	0,5	0,6
$n'_{Iopt}$ , МИН <sup>-1</sup>	107	83
$Q'_{Iopt}$ , Л/с	1020	1020
$\eta_{Mopt}$	0,907	0,920
$Q_{I max}$ , Л/с	1600	1200
$D'_{I m}$ , М	0,345	0,46
$H_{мод.}$ , М	6	4
$t_{мод.}$ , °С	7	20
$v_{мод.} \cdot 10^{-6}$ , М <sup>2</sup> /с	4	2

### 2.2 Выбор номинального диаметра рабочего колеса

Задали ряд стандартных значение диаметров  $D_1$  и для каждого диаметра рассчитали следующие параметры:

- Мощность агрегата в расчетной точке

$$N_a = 9,81 \cdot Q'_{Ip} \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_T \cdot \eta_G, \quad (2.1)$$

где  $Q'_{Ip}$  - приведенный расход в расчетной точке;  
 $\eta_T$  - КПД натурной турбины;

$\eta_{\Gamma}$  - КПД генератора. Принимаем  $\eta_{\Gamma}=0,97$

- КПД натурной турбины

$$\eta_{\Gamma} = 1 - (1 - \eta_{\text{м}}) \left( (1 - \varepsilon) + \varepsilon \sqrt[5]{\frac{D_{1\text{мод}}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_{\text{мод}}}{H_{\text{р}}}} \cdot \sqrt[5]{\frac{\nu_{\text{н}}}{\nu_{\text{мод}}}} \right) \quad (2.2)$$

где  $\eta_{\text{м}}$  - КПД модельной турбины;

$D_{1\text{мод}}$  - диаметр модельной турбины;

$H_{\text{мод}}$  - напор модельной турбины;

$D_1$  - диаметр натурной турбины;

$H_{\text{р}}$  - расчетный напор натурной гидротурбины;

$\nu_{\text{н}}, \nu_{\text{мод}}$  - коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины, которые зависят от температуры воды для натуральных и модельных условий;  $\nu_{\text{н}}$  при средней температуре воды в году  $10^{\circ}\text{C}$  составляет  $1,3 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ ;

$\varepsilon$  - коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям ( $\varepsilon=0,75$ ).

- Количество агрегатов

$$Z'_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{N_{\text{агр}}} \quad (2.3)$$

где  $N_{\text{уст}}$  - установленная мощность ГЭС ( $N_{\text{уст}}=42000 \text{ кВт}$ )

$N_{\text{а}}$  - мощность агрегата.

- Поправка КПД

$$\Delta_1 = \frac{\eta_{\text{н}}}{\eta_{\text{м}}} \quad (2.4)$$

• Частота вращения турбины (с последующим округлением до стандартного значения)

$$n' = \frac{n'_{\text{пр}} \sqrt{\Delta_1 \cdot H_{\text{р}}}}{D_1} \quad (2.5)$$

$n'_{\text{пр}}$  - приведенная частота вращения модельной гидротурбины в расчетной точке.

- Приведенные максимальная, расчетная и минимальная частоты вращения

$$n'_{\text{max}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_{\text{min}})^{0.5}} \quad (2.6)$$

$$n'_{I\text{расч}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_p)^{0.5}} \quad (2.7)$$

$$n'_{I\text{min}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_{\text{max}})^{0.5}} \quad (2.8)$$

- Произведение приведённого расхода в расчетной точке на КПД

$$Q'_p \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1.5} \cdot \eta_{\text{гср}}} \quad (2.9)$$

Левая часть уравнения определяется подбором такой точки на линии  $n'_{I\text{р}}$ , чтобы произведение  $Q'_p \cdot \eta_T$  в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства.

- Произведение для ограничения по генератору

$$Q'_p \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{\text{max}}^{1.5} \cdot \eta_{\text{гср}}} \quad (2.10)$$

- Приведенные расходы

$$Q'_p = \frac{Q_{\text{min}}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\text{min}} \cdot \Delta}} \quad (2.11)$$

$$Q'_p = \frac{Q_{\text{min}}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\text{max}} \cdot \Delta}} \quad (2.12)$$

Затем для каждого выбранного диаметра наносятся линии приведённой частоты вращения, соответствующие известным напорам турбины  $H_{\text{max}}$ ,  $H_p$  и  $H_{\text{min}}$ , которые рассчитываются по вышесказанной формуле, а так же линии ограничения по расходам. Далее представлены параметры гидротурбин.

Таблица 2.2 - Параметры гидротурбины ПЛД70-В-60-34,5

D1, м	1,6	1,8	1,9	2	2,12
КПД турб	0,925	0,926	0,927	0,927	0,928
N`агр МВт	20,342	25,746	28,686	31,785	35,714
Za`	2,015	1,592	1,429	1,290	1,148
Za	2	2	2	2	2
Нагр МВт	20,500	20,500	20,500	20,500	20,500
m(Δ1)	1,046	1,047	1,047	1,048	1,049
n с`	567,1	504,4	478,0	454,2	428,6
n син.	600,00	500,00	500,00	428,60	428,60
n1`Hmax	113,3	106,2	112,1	101,1	107,1
n1`Hp	113,2	106,1	111,9	101,0	107,0

Продолжение таблицы 2.2.

D1,м	1,6	1,8	1,9	2	2,12
n1`Hmin	112,7	105,6	111,4	100,5	106,5
Q1*ηр	1,617	1,278	1,147	1,035	0,921
Q1*ηmax	1,596	1,261	1,132	1,021	0,909
Q max	1550,022	1223,981	1098,237	990,910	881,657
Q min	1558,921	1231,008	1104,542	996,599	886,719

Таблица 2.3 - Параметры гидротурбины РО75-В-46

D1,м	1,6	1,8	1,9	2	2,12
КПД турб	0,917	0,918	0,919	0,919	0,920
N`agr МВт	14,819	18,755	20,896	23,154	26,016
Za`	2,767	2,186	1,962	1,771	1,576
Za	3	2	2	2	2
Naгр МВт	13,667	20,500	20,500	20,500	20,500
m(Δ1)	1,050	1,051	1,052	1,053	1,053
nc`	440,9	392,1	371,6	353,1	333,2
n син.	428,60	375,00	375,00	333,30	333,30
n1`Hmax	80,8	79,5	83,9	78,4	83,1
n1`Hр	80,7	79,4	83,8	78,3	83,0
n1`Hmin	80,3	79,0	83,4	78,0	82,6
Q1*ηр	1,093	1,295	1,162	1,049	0,934
Q1*ηmax	1,078	1,278	1,147	1,035	0,921
Q max	251,690	298,098	267,464	241,317	214,703
Q min	253,135	299,810	269,000	242,703	215,936

Для дальнейшего расчета гидротурбину РО75-В-46 не приняли, так как она не прошла определение зоны работы турбины, расчетная точка находится за оптимальной зоной работы. Далее рассматривается турбина ПЛД70-В-60-34,5. При этом диаметре точка оптимума входит в зону работы гидротурбины. Зона работы представлена на универсальной характеристике Приложение Б.

### 2.3 Определение отметки заглубления рабочего колеса гидротурбины.

Отметка расположения РК гидротурбины для обеспечения её безкавитационной работы определяется по формуле:

$$\forall Z_{p.k.} = Z_{нб}(Q_{нб}) + H_s \quad (2.13)$$

где,  $Z_{нб}(Q_{нб})$  - отметка уровня воды в НБ при расходе, соответствующем расчетному значению высоты отсасывания.

Расчетное значение высоты отсасывания  $H_s$  определяется наиболее неблагоприятным с точки зрения кавитации режимом работы гидротурбинного оборудования. Анализ кавитационной характеристики показал, что наиболее опасными с точки зрения кавитации, т.е. требующими наибольшего заглубления являются, как правило, три режима:

- для максимального напора  $H_{\max}$  и номинальной мощности;
- для расчетного напора  $H_p$  и номинальной мощности;
- для минимального напора  $H_{\min}$  и номинальной мощности.

Высоту отсасывания нашли по формуле:

$$H_s = 10,33 - \frac{Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + \Delta Z_{\text{х.пл}} \quad (2.14)$$

$\sigma$  - коэффициент кавитации, определяемый по главной универсальной характеристике для расчетных условий;

$H$  – напор турбины, определяемый уровнем верхнего бьефа и  $Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}})$ ;

$\Delta Z_{\text{х.пл}}$  – разность высотных отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин, которая для РО И ПЛД равна  $\frac{B_{0\text{н}}}{2}$ .

$$B_{0\text{н}} = B_{0\text{м}} \cdot \frac{D_{1\text{н}}}{D_1} \text{ м}, \quad (2.15)$$

где -  $B_{0\text{м}}$  и  $D_1$  м – указаны на ГУХ.

Определяется высота отсасывания в трех случаях:

При  $H_{\min}$ :

$$H_s = 10,33 - \frac{(843,12)}{900} - 0,23 \cdot 68,78 - 1,5 + 0,399 = -3,53 \text{ м};$$

При  $H_p$ :

$$H_s = 10,33 - \frac{(843,12)}{900} - 0,23 \cdot 68,91 - 1,5 + 0,399 = -3,56 \text{ м};$$

При  $H_{\max}$ :

$$H_s = 10,33 - \frac{(843,12)}{900} - 0,23 \cdot 69,2 - 1,5 + 0,399 = -3,62 \text{ м};$$

Рассчитанные высоты отсасывания входят в допустимые пределы.

Рассчитали отметку установки рабочего колеса при каждой из вычисленных высот отсасывания по кривой связи нижнего бьефа по формуле 2.13.

$$\nabla Z_{\text{р.к.}} = 843,12 + (-3,53) = 839,59 \text{ м}.$$

$$\nabla Z_{\text{р.к.}} = 843,12 + (-3,56) = 839,56\text{м.}$$

$$\nabla Z_{\text{р.к.}} = 843,12 + (-3,62) = 839,49\text{м.}$$

Проанализировали полученные результаты, окончательно приняли к установке гидротурбину ПЛД70-В-60-212, так как её высота отсасывания соответствует допустимой, а отметка расположения рабочего колеса при самом неблагоприятном случае позволяет обеспечивать безкавитационную работу гидротурбины на всех расчетных режимах.

## **2.4 Выбор типа серийного генератора**

Гидрогенератор подобрали по справочным данным серийных типов, исходя из расчетного значения его номинальной мощности и синхронной частоты вращения.

В книге “Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций” под редакцией Д.С.Щавелева, в главе «15.8 Конструкции крупных гидроагрегатов» определили тип генератора в таблице 15.2 – 15.3 по синхронной частоте вращения и номинальной мощности. Этим перечням соответствует гидрогенератор СВ-425/135-14

Здесь же и определили тип исполнения и его компоновка. В представленном варианте, генератор зонтичного типа.

### 3 Характеристики турбины

#### 3.1 Построение рабочих характеристик гидротурбины

Для выбранной турбины рассчитали и построили зависимости  $\eta = f(N)$ ,  $H_s^{\text{доп}} = f(N)$  и  $Q = f(N)$  при синхронной частоте вращения  $n_{\text{синх}}$  для четырех значений напора ( $H_{\text{max}}$ ,  $H_{\text{cp}}$ ,  $H_p$ ,  $H_{\text{min}}$ ).

Для определения  $H_{\text{cp}}$  воспользуемся формулой:

$$H_{\text{cp}} = \frac{H_{\text{max}} + H_p}{2}, \quad (3.1)$$

при выполнении условия  $(H_{\text{max}} - H_p) > (H_p - H_{\text{min}})$ .

$$H_{\text{cp}} = \frac{69,39 + 68,78}{2} = 96,09 \text{ м.}$$

Расчет произведен на основании УХ выбранной модели. Данные расчета приведены в табличной форме, таблицы 3.1 – 3.4

Таблица 3.1 - Значения рабочих характеристик для  $H_{\text{min}}$

Модель $n_1=107,1$ (об/мин)					Натура $H_{\text{мин}}=68,6\text{м}$ ; $k_Q=38,34$ ; $k_N=8,8$ .				
$\eta_m$	$Q_1$ , м <sup>3</sup> /с	$\sigma$	$\eta_{m\sigma}$	$Q_1\sigma$ , м <sup>3</sup> /с	$\eta_H$	$Q$ , м <sup>3</sup> /с	$N$ , кВт	$H^{\text{доп}}_s$ , м	$N\sigma$ , кВт
0,885	0,60	0,10	0,891	0,65	0,906	22,81	14663,75	1,432622	5,06
0,890	0,63	0,15	0,902	0,82	0,911	24,15	15580,58	-1,99738	6,51
0,900	0,74	0,20	0,905	0,96	0,921	28,18	18324,32	-5,42738	7,65
0,907	1,01	0,25	0,906	1,06	0,928	38,72	25160,57	-8,85738	8,45
0,900	1,31	0,30	0,904	1,16	0,921	50,03	32091,64	-12,2874	9,18
0,890	1,49	0,35	0,907	1,26	0,911	56,93	36173,03	-15,7174	10,01
0,888	1,68	0,40	0,898	1,34	0,906	60,75	38062,85	-19,1474	10,59

Таблица 3.2 - Значения рабочих характеристик для  $H_{\text{cp}}$

Модель $n_1=106,76$ (об/мин)					Натура $H_{\text{cp}}=69,09\text{м}$ ; $k_Q=38,34$ ; $k_N=8,8$ .				
$\eta_m$	$Q_1$ , м <sup>3</sup> /с	$\sigma$	$\eta_{m\sigma}$	$Q_1\sigma$ , м <sup>3</sup> /с	$\eta_H$	$Q$ , м <sup>3</sup> /с	$N$ , кВт	$H^{\text{доп}}_s$ , м	$N\sigma$ , кВт
0,885	0,60	0,10	0,890	0,65	0,906	23,00	14036,21	1,383622	5,05
0,890	0,64	0,15	0,902	0,82	0,911	24,54	14992,81	-2,07088	6,51
0,900	0,74	0,20	0,905	0,96	0,921	28,37	17650,78	-5,52538	7,65
0,907	1,01	0,25	0,906	1,06	0,928	38,72	24504,60	-8,97988	8,45
0,900	1,31	0,30	0,903	1,16	0,921	50,03	31530,06	-12,4344	9,22
0,890	1,50	0,35	0,906	1,26	0,911	57,31	35773,94	-15,8889	10,04
0,886	1,70	0,40	0,898	1,35	0,906	61,28	37427,67	-19,3434	10,63

Таблица 3.3 - Значения рабочих характеристик для  $N_{расч}$

Модель n1=107(об/мин)					Натура $N_{расч}=68,78$ ; $k_Q=38,34$ ; $k_N=8,8$ .				
$\eta_m$	$Q1, \text{ м}^3/\text{с}$	$\sigma$	$\eta_{m\sigma}$	$Q1\sigma, \text{ м}^3/\text{с}$	$\eta_H$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$N, \text{ кВт}$	$H_{доп_s}, \text{ м}$	$N\sigma, \text{ кВт}$
0,885	0,60	0,10	0,891	0,65	0,906	22,81	13219,02	1,414622	5,06
0,890	0,63	0,15	0,902	0,82	0,911	24,15	14141,00	-2,02438	6,51
0,900	0,74	0,20	0,905	0,96	0,921	28,18	16861,35	-5,46338	7,65
0,907	1,01	0,25	0,906	1,06	0,928	38,72	23735,93	-8,90238	8,45
0,900	1,31	0,30	0,904	1,16	0,921	50,03	30715,54	-12,3414	9,18
0,890	1,49	0,35	0,907	1,26	0,911	56,93	34675,41	-15,7804	10,01
0,888	1,68	0,40	0,898	1,34	0,905	60,98	36098,25	-19,2194	10,59

Таблица 3.4 - Значения рабочих характеристик для  $N_{max}$

Модель n1=106,5 (об/мин)					Натура $N_{max}=69,39\text{м}$ ; $k_Q=38,34$ ; $k_N=8,8$ .				
$\eta_m$	$Q1, \text{ м}^3/\text{с}$	$\sigma$	$\eta_{m\sigma}$	$Q1\sigma, \text{ м}^3/\text{с}$	$\eta_H$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$N, \text{ кВт}$	$H_{доп_s}, \text{ м}$	$N\sigma, \text{ кВт}$
0,885	0,60	0,10	0,890	0,65	0,906	23,00	15530,18	1,353622	5,05
0,890	0,64	0,15	0,902	0,82	0,911	24,54	16589,59	-2,11588	6,51
0,900	0,74	0,20	0,905	0,96	0,921	28,37	19224,43	-5,58538	7,65
0,907	1,01	0,25	0,906	1,06	0,928	36,62	25067,18	-8,55488	8,45
0,900	1,31	0,30	0,903	1,16	0,921	50,03	33138,84	-12,5244	9,22
0,890	1,50	0,35	0,906	1,26	0,911	57,31	37480,56	-15,9939	10,04
0,886	1,70	0,40	0,898	1,35	0,907	60,68	39094,15	-19,4634	10,63

Строим графики зависимости  $\eta = f(N)$ ,  $H_s^{доп} = f(N)$  и  $Q = f(N)$  для каждого из напоров.

1)  $\eta = f(N)$  – зависимость КПД от мощности на рисунке 3.1.

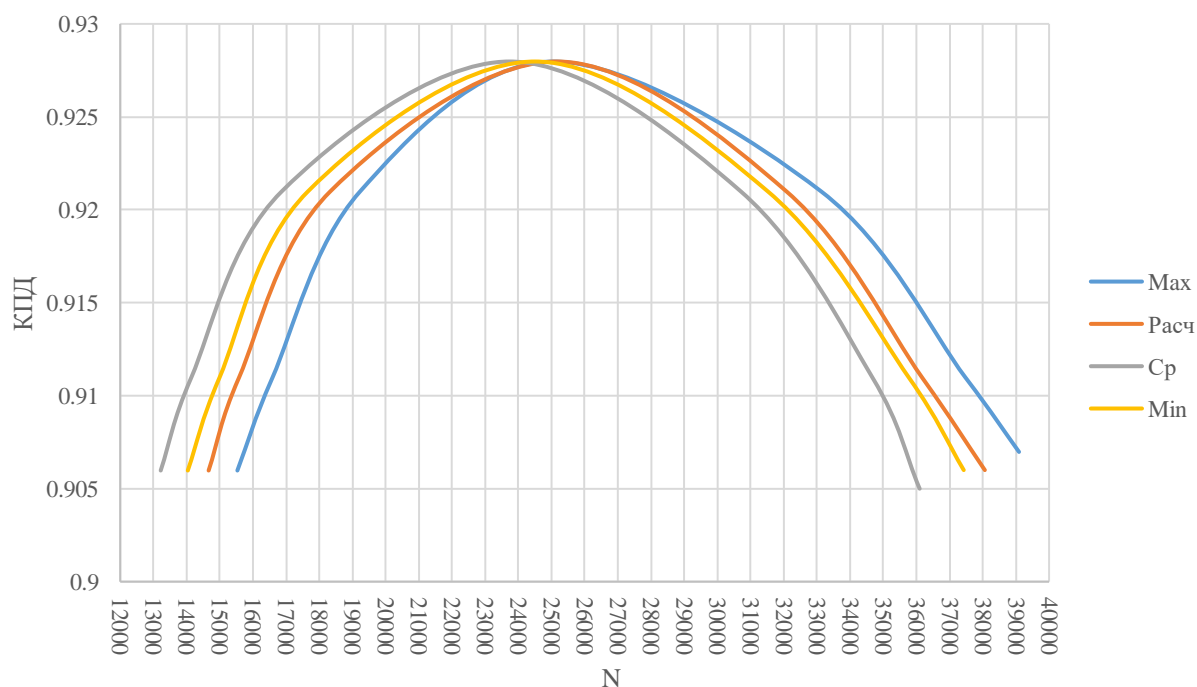


Рисунок 3.1 - Зависимость КПД от мощности



2)  $H_s^{\text{доп}} = f(N)$  - зависимость высоты отсасывания от мощности на рисунке 3.2.

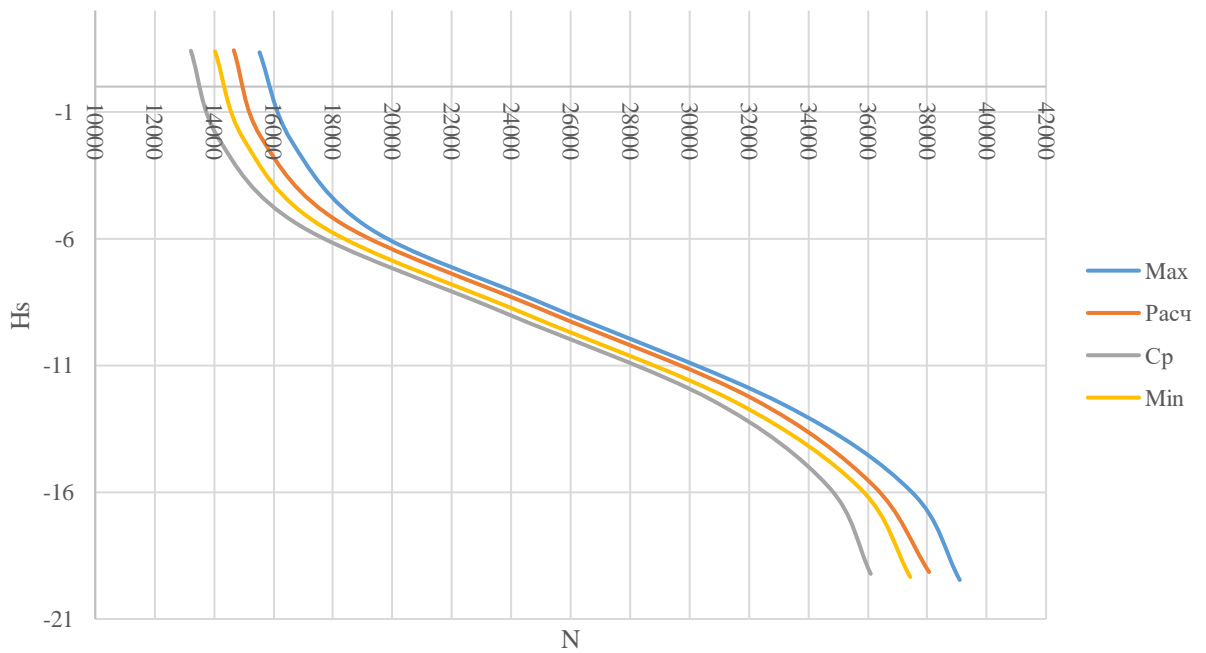


Рисунок 3.2 - Зависимость высоты отсасывания от мощности

3)  $Q = f(N)$  - зависимость расхода от мощности на рисунке 3.3.

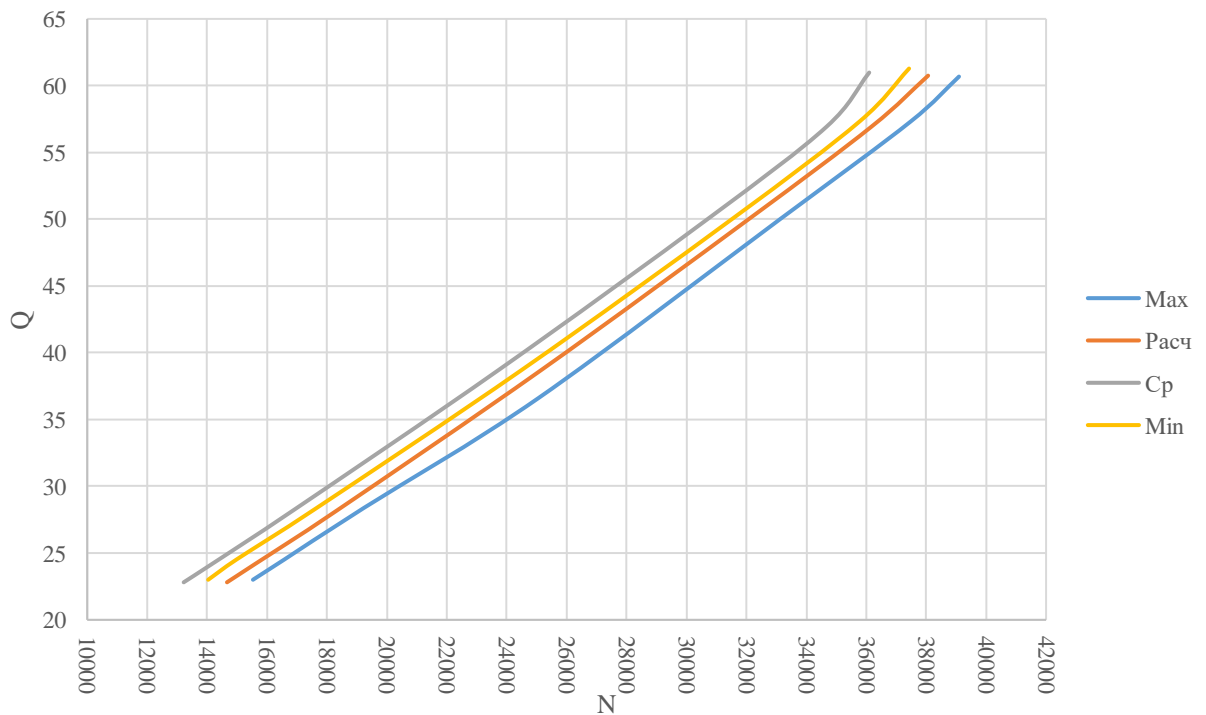


Рисунок 3.3 - Зависимость расхода от мощности на рисунке

### 3.2 Построение эксплуатационной характеристики ГТ

Для построения эксплуатационной напорно – мощностной характеристики турбины, использовали рабочие характеристики, а также вспомогательные зависимости открытий направляющего аппарата таблица 3.5. Приложение В.

Таблица 3.5 - Зависимость открытия НА  $a_0 = f(N)$

	136		138		140	
	Н, м	N, кВт	Н, м	N, кВт	Н, м	N, кВт
$a_0$ , мм	69,39	13656,25	69,39	16392,86	69,39	19541,67
	69,08	13625	69,08	16071,43	69,08	19333,33
	68,78	13437,5	68,78	15857,14	68,78	19000
	68,6	13375	68,6	15714,29	68,6	18958,33

Продолжение таблицы 3.5

	142		144		146	
	Н, м	N, кВт	Н, м	N, кВт	Н, м	N, кВт
$a_0$ , мм	69,39	21818,18	69,39	24500	69,39	27500
	69,08	21636,36	69,08	24300	69,08	27280
	68,78	21272,73	68,78	24000	68,78	26950
	68,6	21227,27	68,6	23900	68,6	26840

Окончание таблицы 3.5

	148		150	
	Н, м	N, кВт	Н, м	N, кВт
$a_0$ , мм	69,39	33150	69,39	39300
	69,08	32890	69,08	38850
	68,78	32630	68,78	38400
	68,6	32500	68,6	38250

### 3.3 Расчёт деталей и узлов гидротурбины

Расчёт деталей и узлов гидротурбины. Выбор типа маслонапорной установки. Выбор электрогидравлического регулятора. Выбор кранов. Расчёт вала на прочность.

Вал гидроагрегата предназначен для передачи крутящего момента от рабочего колеса к ротору генератора. Расчет вала на прочность произведен с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

$$D_B \geq \left( 5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33}, \quad (3.2)$$

где,  $[\tau_{\text{доп}}] = 30 - 35 \text{ МПа}$ ,

$$M_{\text{кр}} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{\text{синх}}} = \frac{0,00974 \cdot 20500}{428,6} = 0,466 \text{ МПа}, \quad (3.3)$$

$$D_{\text{в}} \geq \left( 5,1 \cdot \frac{0,466}{33} \right)^{0,33} = 460 \text{ мм}$$

Полученное значение диаметра округлили до стандартизированного (кратное 50 мм при  $D_{\text{в}}$  менее 1000 мм и кратное 100 мм при  $D_{\text{в}} \geq 1000$  мм). Принимаем  $D_{\text{в}} = 500 \text{ мм}$ .

### 3.4 Расчёт подшипника

Радиальная сила на рабочем колесе:

$$R_{\text{рад}} = 0,8 \cdot \left( \frac{N}{n_{\text{синх}} \cdot D_1} \right) = 18,05 \text{ кН}; \quad (3.4)$$

Диаметр вала под подшипником  $d_{\text{п}}$ , с учётом облицовки, обычно принимается на 15-20 мм больше  $D_{\text{в}}$ , принимаем  $d_{\text{п}} = 520 \text{ мм}$ .

Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{d_{\text{п}} \cdot h_{\text{п}}} \leq [p_{\text{уд}}], \text{ кПа} \quad (3.5)$$

где,  $h_{\text{п}}$  принимается 300 мм., при  $D_{\text{в}} = (500 - 800) \text{ мм}$ .

$$[p_{\text{уд}}] = 29 \cdot U, \text{ кПа} \quad (3.6)$$

$$U = \pi \cdot n_{\text{синх}} \cdot \frac{d_{\text{п}}}{30}, \frac{\text{м}}{\text{с}} \quad (3.7)$$

Расчет:

$$p_{\text{уд}} = \frac{18,05}{0,30 \cdot 0,52} = 115,69 \text{ кПа},$$

$$U = 3,14 \cdot 428,6 \cdot \frac{0,52}{30} = 23,33 \frac{\text{м}}{\text{с}},$$

$$[p_{\text{уд}}] = 29 \cdot 23,33 = 676,49 \text{ кПа},$$

$p_{уд} \leq [p_{уд}]$ , так как это условие выполняется, кольцевой подшипник способен выдержать радиальные нагрузки в процессе работы.

Для *сегментного* подшипника предварительно выбрали число и высоту сегментов из таблицы 3.6.

Таблица 3.6 - Данные для сегментного подшипника

$D_B, \text{мм}$	500-800	850-1100	1200-1600	1700-2200
$h_{п}, \text{мм}$	300	400	500	600
$Z_{сегм}$	8	8	10	12

Определили усилие на наиболее загруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{рад}}{(1+2\cos\alpha+2\cos(2\alpha))} \text{ кН}, \quad (3.8)$$

где  $\alpha$  – центральный угол расположения сегментов, равный

$$\alpha = \frac{360^\circ}{Z_{сегм}}, \quad (3.9)$$

Рассчитали удельную нагрузку на сегмент

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{(l_{сегм} \cdot h_{п})} \leq [p_{уд}], \text{ кПа}, \quad (3.10)$$

где  $l_{сегм}$  – длина сегмента в окружном направлении, причем

$$l_{сегм} = \frac{(0,85-0,95) \cdot \pi \cdot d_{п}}{Z_{сегм}}, \text{ м}. \quad (3.11)$$

Для таких подшипников экспериментально получено, что допускаемое  $[p_{уд}] = 50 \cdot U$ , кПа.

Расчет сегментного подшипника

$$\alpha = \frac{360^\circ}{8} = 45^\circ,$$

$$R_1 = \frac{18,05}{(1+2\cos 45+2\cos(2 \cdot 45))} = 15,63 \text{ кН},$$

$$l_{сегм} = \frac{0,85 \cdot 3,14 \cdot 0,52}{8} = 0,17 \text{ м},$$

$$[p_{уд}] = 50 \cdot 23,33 = 1166,36 \text{ кПа},$$

$$p_{уд} = \frac{18,05}{0,17 \cdot 0,3} = 346,79 \leq [p_{уд}] = 1010,50 \text{ кПа},$$

$p_{уд} \leq [p_{уд}]$ , так как это условие выполняется, сегментный подшипник способен выдержать радиальные нагрузки в процессе работы.

Исходя из условия экономичности, принимается сегментный подшипник.

### 3.5 Гидромеханический расчёт и построение плана спиральной камеры

Целью расчета является определение размеров спиральной камеры и ее формы.

Металлическая спиральная камера имеет круглое поперечное сечение с переходом на эллиптические в районе зуба, служит для подвода воды к турбине и формированию потока на входе в НА. Приложение Г.

Для турбины ПЛД70-В-60 выбираются соответствующие параметры  $b_0 = 0,38 \cdot D_1 = 0,38 \cdot 2,12 = 0,806 \text{ м}$ , угол обхвата  $\varphi = 354^\circ$  и высоту статора  $b_1 = b_0 + 0,02 = 0,806 + 0,02 = 0,826 \text{ м}$ .

Основные размеры статора для  $D_1 = 2,12 \text{ м}$

$$D_a = 3550 \text{ м}; D_4 = 3800 \text{ м}; h_1 = 230;$$

$$D_b = 3025 \text{ м}; R = 200 \text{ м}.$$

Произвели расчет параметров:

1. Расход через входное сечение

$$Q_{вх} = Q_p \cdot \frac{\varphi}{360^\circ} = 64,975 \text{ л/с.} \quad (3.12)$$

2. Площадь входного сечения

$$F_{вх} = \frac{Q_{вх}}{v_{ср}} = 9,282. \quad (3.13)$$

3. Радиус входного сечения

$$r_{вх} = \sqrt{\frac{F_{вх}}{\pi}} = 1,719 \text{ м.} \quad (3.14)$$

4. Полная высота статора

$$H_1 = b_1 + 2 \cdot h_1 = 1,286. \quad (3.15)$$

5. Расстояние от оси турбины до центра входного сечения

$$a_{\text{ВХ}} = R_4 + \sqrt{r_{\text{ВХ}}^2 - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} = 3,495 \quad (3.16)$$

6. Наружный радиус входного сечения

$$R_{\text{ВХ}} = a_{\text{ВХ}} + r_{\text{ВХ}} = 5,214 \quad (3.17)$$

7. Значение  $\frac{\varphi}{c}$  входного сечения

$$\frac{1}{c} = \frac{360 \cdot (a_{\text{ВХ}} - \sqrt{a_{\text{ВХ}}^2 - r_{\text{ВХ}}^2})}{\varphi} = 0,472 \quad (3.18)$$

8. Далее задали ряд значений углов  $\varphi_i$  через  $\Delta\varphi = 15^\circ$ , рассчитываются все сечения спиральной камеры

$$x = \frac{\varphi}{c} + \sqrt{\frac{2 \cdot R_4 \cdot \varphi}{c} - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} = 1,424 \quad (3.19)$$

9. Расстояние до центра расчетного сечения

$$a = R_4 + x = 2,92. \quad (3.20)$$

10. Радиус расчетного сечения

$$P = \sqrt{x^2 + \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} = 1,562. \quad (3.21)$$

Данные расчета сведены в таблицу 3.7.

Таблица 3.7 - Расчет сечений спиральной камеры

$\varphi$	-	-	-	-	-	$x$	$x^2$	$p^2$	$p$	$a$	$R$
-	$\frac{\varphi}{360}$	$\frac{\varphi}{c}$	$2 \cdot R_4 \cdot$ [3]	[4]- $\left(\frac{H_1}{2}\right)^2$	$\sqrt{[5]}$	[6]+ [3]	[7] <sup>2</sup>	[8]+ $\left(\frac{H_1}{2}\right)^2$	$\sqrt{[9]}$	$R_4$ + [7]	[10]+ [11]
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
°	-	-	м	м	м <sup>-2</sup>	м	м <sup>2</sup>	м <sup>2</sup>	м	м	м
345	0,958	0,452	1,357	0,943	0,971	1,424	2,026	2,440	1,562	2,92	4,485
330	0,917	0,433	1,298	0,884	0,940	1,373	1,885	2,298	1,516	2,87	4,389
315	0,875	0,413	1,239	0,825	0,909	1,321	1,746	2,159	1,469	2,82	4,291
300	0,833	0,393	1,180	0,766	0,875	1,269	1,610	2,023	1,422	2,77	4,191
285	0,792	0,374	1,121	0,707	0,841	1,215	1,475	1,889	1,374	2,71	4,089
270	0,750	0,354	1,062	0,649	0,805	1,159	1,344	1,757	1,325	2,66	3,985
255	0,708	0,334	1,003	0,590	0,768	1,102	1,214	1,628	1,276	2,60	3,878
240	0,667	0,315	0,944	0,531	0,728	1,043	1,088	1,501	1,225	2,54	3,768
225	0,625	0,295	0,885	0,472	0,687	0,982	0,964	1,377	1,173	2,48	3,655

Продолжение таблицы 3.7

$\varphi$	-	-	-	-	-	$x$	$x^2$	$p^2$	$p$	$a$	$R$
-	$\frac{\varphi}{360}$	$\frac{\varphi}{c}$	$2 \cdot R_4 \cdot [3]$	$[4] - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2$	$\sqrt{[5]}$	$[6]^+ [3]$	$[7]^2$	$[8]^+ \left(\frac{H_1}{2}\right)^2$	$\sqrt{[9]}$	$R_4 + [7]$	$[10]^+ [11]$
210	0,583	0,275	0,826	0,413	0,642	0,918	0,842	1,255	1,120	2,42	3,538
195	0,542	0,256	0,767	0,354	0,595	0,850	0,723	1,136	1,066	2,35	3,416
180	0,500	0,236	0,708	0,295	0,543	0,779	0,606	1,020	1,010	2,28	3,288
165	0,458	0,216	0,649	0,236	0,485	0,702	0,492	0,906	0,952	2,20	3,153
150	0,417	0,197	0,590	0,177	0,420	0,617	0,381	0,794	0,891	2,12	3,008
135	0,375	0,177	0,531	0,118	0,343	0,520	0,270	0,684	0,827	2,02	2,847
120	0,333	0,157	0,472	0,059	0,242	0,400	0,160	0,573	0,757	1,90	2,656
0											1,328

После расчета промежуточных сечений спирали построили график  $\varphi_{сп} = f(r_i)$  (Рисунок 3.4)

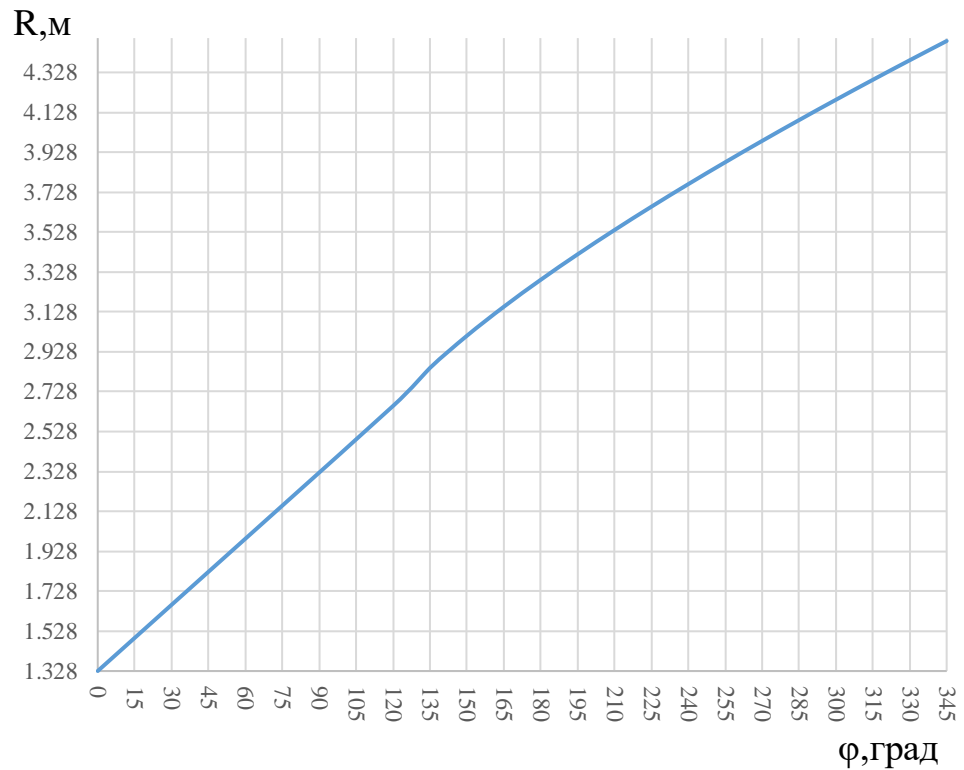


Рисунок 3.4 - График  $\varphi_{сп} = f(R_i)$

Далее сняли значение  $R_b$  для угла  $\varphi$ :  $R_{(\varphi=105)} = 2,52$  м  
 Размеры эллиптических сечений спиральной камеры.

$$p_1 = \frac{H_1}{2 \cdot \sin a_{\kappa}} = \frac{1,2}{2 \cdot \sin 35^\circ} = 1,05 \text{ м}; \quad (3.22)$$

Меньший радиус для любого эллиптического сечения:

$$p_2(\varphi=105) = \frac{R_{(\varphi=105)} - (R_4 + p_1 \cdot (1 - \cos a_k))}{2 \cdot \cos 35^\circ} \quad (3.23)$$

$$p_2(\varphi=105) = \frac{2,52 - (1,9 + 1,05 \cdot (1 - \cos 35^\circ))}{2 \cdot \cos 35^\circ} = 0,26 \text{ м.}$$

Данные заносятся в таблицу 3.8.

Таблица 3.8 - Расчет эллиптического сечения спиральной камеры

$\varphi^\circ$	$p_1, \text{ м}$	$R, \text{ м}$	$p_2, \text{ м}$
105	1,12	2,52	0,26
90		2,328	0,15
75		2,128	0,023

### 3.6 Расчет и построение кинематической схемы НА

#### 3.6.1 Направляющий аппарат

Направляющий аппарат реактивных гидротурбин создает закрученный относительно оси вращения турбины поток на входе в рабочее колесо и регулирует расход воды через турбину с полным перекрытием рабочей части при остановке турбины, как при нормальной ее работе, так и в случае разгона. Таким образом, направляющий аппарат является направляющим, регулирующим и запорным органом гидротурбины.

Основным элементом направляющего аппарата являются лопатки, количество которых равно  $z_0$ . Оси поворота лопаток равномерно расположены вокруг рабочего колеса турбины на окружности с диаметром  $D_0$ .

В направляющем аппарате поворот лопаток может осуществляться либо через центрально расположенное регулирующее кольцо с приводом его от 2—4 сервомоторов, либо индивидуальными сервомоторами, по той или иной схеме синхронизации управляющими положением каждой лопатки.

Внешнее расположение регулирующего кольца применяют для малых гидротурбин с диаметром расположения осей поворота лопаток  $D_0 \leq 4020 \text{ мм}$ .

$$D_0 = k \cdot D_1; \quad (3.24)$$

$$D_0 = 1,39 \cdot 2,12 = 2,2 \text{ м.}$$

По рекомендации, приведенной в литературе, выбрали  $D_0$  и  $z_0$  для гидротурбины ПЛД70-В-60 с диаметром рабочего колеса  $D_1 = 2,12 \text{ м}$ ,

$$D_0 = 2,575 \text{ м}; z_0 = 20, \varphi = 26^\circ.$$



### 3.6.2 Выбор формы сечения лопатки

Лопатка направляющего аппарата выполняется в виде литой или сварно-литой конструкции, состоящей из профильной части и круглых опорных цапф.

Форма сечения профильной части лопатки и его относительные размеры оказывают влияние на энергетические показатели турбины, например, ее КПД, и силовые характеристики направляющего аппарата.

При выполнении работы применяем симметричные профили лопаток НА (рисунок 3.5). Размеры профиля для конкретной турбины можно определить по таблице относительных размеров симметричных профилей различной относительной толщины.

Для получения абсолютных размеров профиля лопатки натурной гидротурбины, необходимо их относительные размеры умножить на  $D_0$ . Приведем таблицу пересчета относительных размеров на абсолютные (таблица 3.9).

Таблица 3.9 - Размеры профиля лопатки направляющего аппарата

Наименование	Отн. размеры, м	Абс. размеры, м
L	0,16798	0,43255
L1	0,07867	0,20258
r	0,00337	0,00868
k	0,00110	0,00283
a	0,00524	0,01349
b	0,00930	0,02395
c	0,01330	0,03425
d	0,01648	0,04244
e	0,01826	0,04702
g	0,01845	0,04751
h	0,01755	0,04519
m	0,01508	0,03883
n	0,01105	0,02845
p	0,00740	0,01906

На величину гидравлического момента так же влияет эксцентриситет ( $\varepsilon$ ), под которыми понимают величину смещения оси поворота лопатки относительно точки приложения равнодействующей сил давления при закрытом её положении, значение относительного эксцентриситета:

$$n_0 = \varepsilon / (L'_1 + L'_2) \quad (3.25)$$

$$\varepsilon = \frac{1}{2} (L'_1 + L'_2) \quad (3.26)$$

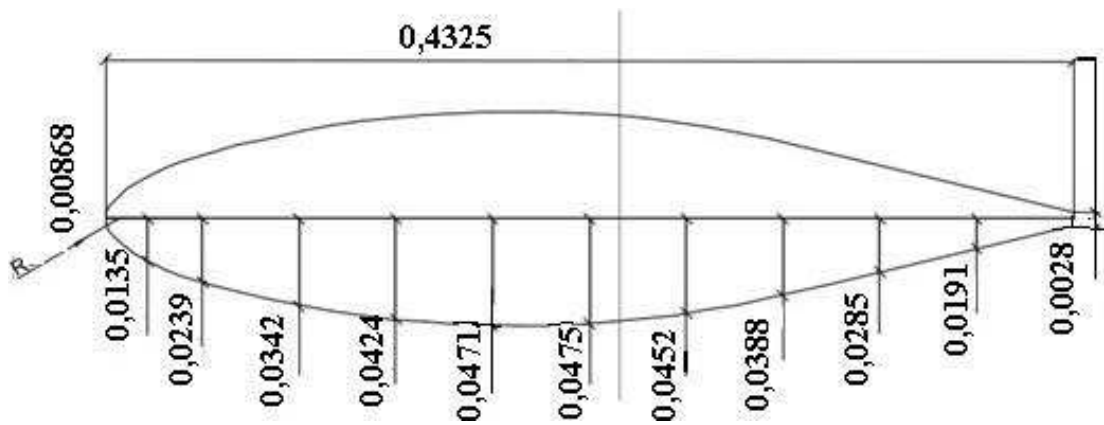


Рисунок 3.5 - Лопатка НА

Определим максимальное открытие направляющего аппарата  $a_{0max}$ . Величина  $a_{0m,max}$  для модели определяется по универсальной характеристике. Пересчет для натурной гидротурбины:

$$a_{0max} = a_{0m,max} \cdot \frac{D_0}{D_{0m}} \cdot \frac{z_{0m}}{z_0}; \quad (3.27)$$

$$a_{0max} = 25 \cdot \frac{2,575}{0,48} \cdot \frac{24}{20} = 160,94 \text{ мм.}$$

### 3.6.3 Кинематическая схема механизма поворота лопатки НА

Кинематическая схема механизма поворота лопатки направляющего аппарата построили для определения хода поршня сервомотора. Определяется максимальный ход поршня, позволяющий обеспечить максимальное открытие лопаток направляющего аппарата.

Для построения кинематической схемы поворота лопатки НА нужно знать размеры деталей механизма поворота:  $L_n$  – длину накладки и  $L_c$  – длину серьги, а также диаметры  $D_c$  (соединение регулирующего кольца с серьгами) и  $D_y$  (соединение регулирующего кольца с сервомоторами). Для данной схемы механизма поворота все эти размеры приведены в таблице 3.10 и показано на рисунке 3.6, как выполняется построение. Диаметр  $D_y$  зависит от типа и расположения сервомоторов направляющего аппарата, выбирается из соотношения:

$$\frac{D_y}{D_c} = (0,9 - 1,1); \quad (3.28)$$

$$D_y = D_c \cdot 1,1; \quad (3.29)$$

$$D_y = 3430 \cdot 1,1 = 3773 \text{ мм.}$$

Таблица 3.10 - Размеры механизма поворота лопаток направляющего аппарата

D0, [мм]	z0, шт	φ, град	Dс, [мм]	Lн, [мм]	Lр, [мм]	Lс, [мм]	Тип н/а
2575	20	26	3430	280	150	323	И

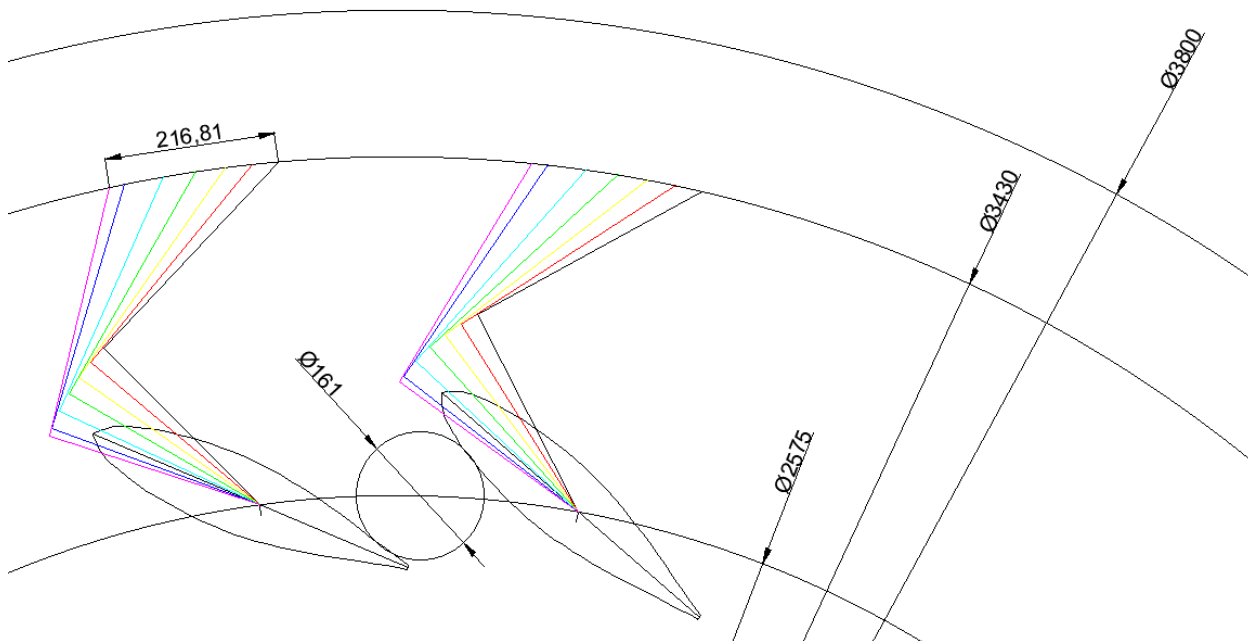


Рисунок 3.6 - Механизм поворота лопаток НА турбины ПЛД70-В-60

Измерив на чертеже (рисунок 3.6) соответствующие величины ( $a_0$ ) и ( $S$ ) с учетом масштаба построения, получаем зависимость  $a_0=f(S)$  (см. таблицу 3.11 и рисунок 3.7).

Таблица 3.11 - Зависимость открытия НА от хода поршня сервомотора

$a_{0н}$ , мм	S, мм
0	0
21,7	19,12
51,73	69,09
80,63	110,66
108,23	143,73
135,07	183,54
161	216,81

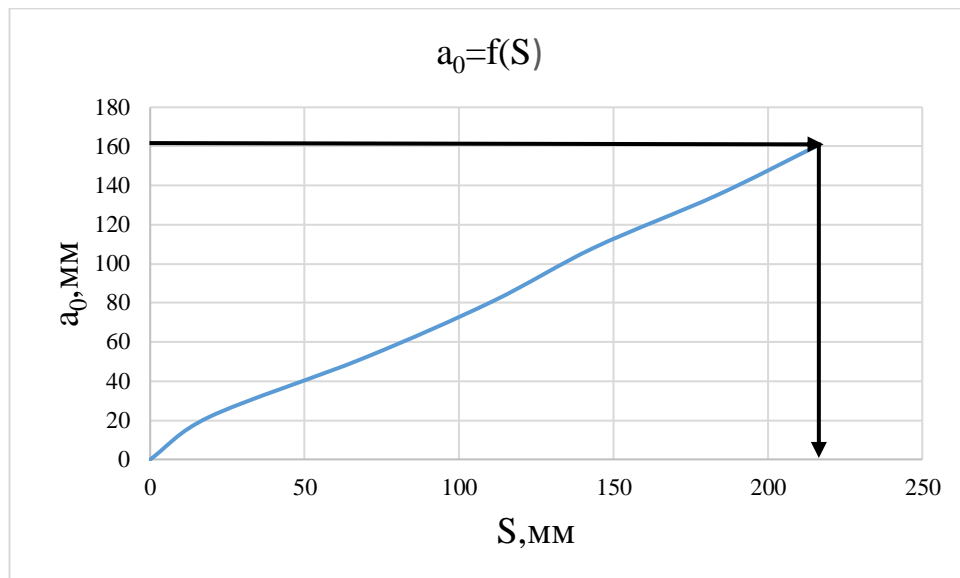


Рисунок 3.7 - Зависимость открытия НА от хода поршня сервомотора

Полученная зависимость позволяет определить максимальный ход поршня сервомотора ( $S_{\text{MAX}} = 216,81$  мм) для обеспечения необходимого значения открытия лопаток НА ( $a_{0\text{MAX}} = 161$  мм).

### 3.6.4 Выбор типа маслонапорной установки и электрогидравлического регулятора

Выбор типа маслонапорной установки

Габаритные размеры маслонапорной установки определяются объемом масловоздушного котла, зависящего от суммарного числа сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

По номограмме определили тип маслонапорной установки:

МНУ1,6/1-40-2,5-2

где, 1,6 - объем гидроаккумулятора

1 - количество гидроаккумуляторов

40 - сосуд, рассчитанный на давление 40 кгс/см<sup>2</sup>

2,5 – вместительность сливного бака в м<sup>3</sup>

2- количество насосов.

Выбор электрогидравлического регулятора

По номограмме определили тип ЭГР.

Так как турбина поворотной лопастной, то выбираем ЭГР. Диаметр главного золотника - 100мм. Выбранный регулятор:

ЭГР-100 4/11

где, ЭГР - электрогидравлический регулятор

100- диаметр главного золотника

4 - гидромеханическая ко

## 4 Расчет на прочность лопатки НА

### 4.1 Основные параметры и принцип действия направляющего аппарата

В вертикальных турбинах применяют радиальный направляющий аппарат. Регулирование потока в нем осуществляется лопатками, оси которых находятся на цилиндрической поверхности.

Наиболее распространенная конструкция радиального направляющего аппарата турбины поворотно-лопастного диагонального типа состоит из следующих основных элементов (рис. 4.1).

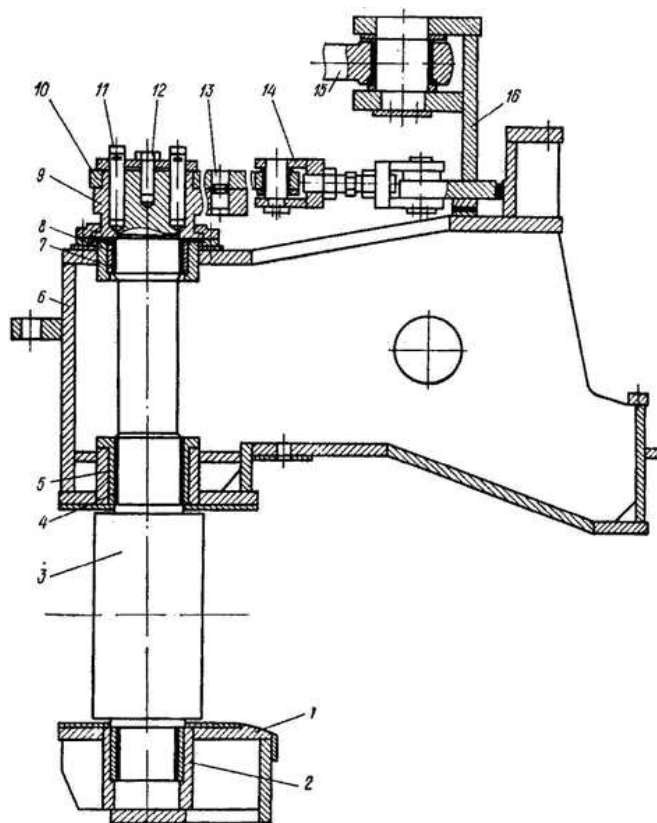


Рисунок 4.1 - Разрез направляющего аппарата гидротурбины

1 – нижнее кольцо; 2 – втулка; 3 – лопатка; 4 – втулка; 5 – подшипник; 6 – крышка турбины; 7 – втулка; 8 – подшипник; 9 – рычаг поворота лопатки; 10 – накладка серьги; 11 – клиновая шпонка; 12 – болт; 13 – срезной палец; 14 – серьга; 15 – тяговое кольцо; 16 – регулирующее кольцо.

Лопатка 3 цапфами опирается на три направляющие втулки. Втулка 2 расположена непосредственно в нижнем кольце 1 направляющего аппарата, а втулки 4 и 7 — в подшипниках 5 и 8, установленных в крышке 6 турбины. Для уменьшения изгибающих напряжений в теле лопатки сопряжение с верхней втулкой выполняется с конструктивным зазором. Крышка турбины и нижнее кольцо закреплены на статоре турбины.

Поворот лопатки осуществляется рычагом 9, насаженным на ее верхнюю цапфу. Взаимное расположение лопатки и рычага фиксируется цилиндрической разрезной клиновой шпонкой 11, состоящей из двух частей. Последние сопрягаются между собой по плоскости, наклонной по отношению к оси цилиндрической поверхности шпонки, что позволяет установить ее с необходимым натягом. Рычаг нижней плоскостью опирается на фланец втулки или специальное опорное кольцо. С помощью болта 12 регулируют положение лопатки по высоте и устанавливают необходимые зазоры по торцам пера. На ступице рычага установлена накладка серьги 10, которая шарнирно соединена с серьгой 14. Взаимное расположение накладки и рычага фиксируется срезным пальцем 13, который предохраняет направляющий аппарат от более серьезных поломок при попадании между лопатками постороннего предмета. С помощью серег все лопатки шарнирно связаны с регулирующим кольцом 16, установленным на опоре, расположенной на крышке турбины. Усилие для поворота регулирующее кольцо получает от сервомоторов, поршни которых шарнирно связаны с кольцом тяги 15. Перемещение поршней осуществляется под давлением масла, поступающего в сервомоторы из системы регулирования.

## 4.2 Расчет на прочность лопатки направляющего аппарата

### 4.2.1 Условная расчётная схема

Условная схема лопатки НА представленная на рисунке 4.2

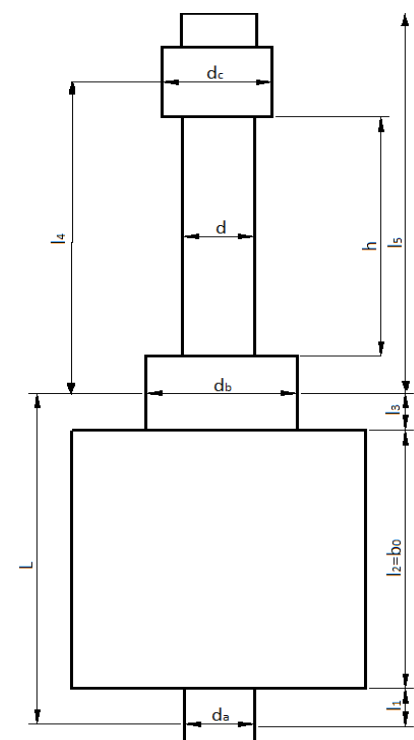


Рисунок 4.2 - Условная схема лопатки НА

#### 4.2.2 Исходные данные

Исходные данные для построения лопатки НА представлены в табл. 4.1

Таблица 4.1 - Исходные данные параметров лопатки НА

Наименование	Обозначение	Значение
Диаметр рабочего колеса, м	$D_1$	2,12
Диаметр направляющего аппарата, м	$D_0$	2,58
Напор, м	$H$	69,39
Число направляющих лопаток	$z_0$	24
Длина участка 1, см	$l_1$	6
Длина участка 2, см	$l_2 = b_0$	80,56
Длина участка 3, см	$l_3$	7
Длина участка 4, см	$l_4$	47,21
Длина участка 5, см	$l_5$	55,28
Длина от середин первого и второго подшипников, см	$L$	96,1
Диаметр вала, см	$d$	10
Диаметр подшипника а, см	$d_a$	11
Диаметр подшипника б, см	$d_b$	14
Диаметр подшипника с, см	$d_c$	11
Угол относительно осей накладки и серьги НА, градус	$\alpha$	86
Угол относительно осей серьги и уха НА, градус	$\beta$	24
Угол относительно осей лопатки и накладки НА, градус	$\gamma$	56
Диаметр расположения ушей на окружности, см	$D_y$	3,3
Диаметр расположения серёг на окружности, см	$D_c$	3,0
Высота цапфы, см	$h_v$	58

#### 4.2.3 Расчет сосредоточенного усилия от рычага

Интенсивность нагрузки:

$$q = \frac{P_r}{l_2}, \quad (4.1)$$

где  $l_2 = b_0$  – высота направляющего аппарата в см.

$$P_{\Gamma} = \frac{\pi D_0 H' \gamma b_0}{z_0}; \quad (4.2)$$

где  $D_0$  и  $b_0$  – диаметр и высота направляющего аппарата в м;

$\gamma = 1000 \text{ кгс/м}^3$  – удельный вес воды;

$z_0$  – число направляющих лопаток;

$H'$  – напор, действующий на лопатку в м.

$$P_{\Gamma} = \frac{3,14 \cdot 2,58 \cdot 1000 \cdot 97,15 \cdot 0,8056}{24} = 26417 \text{ кгс} = 259,06 \text{ кН};$$

$$q = \frac{26417}{80,56} = 327,92 \text{ кгс/см} = 321,58 \text{ кН/м};$$

Гидравлическое усилие, действующее на лопатку, определяется по формуле:

$$H' = (1 + \xi)H; \quad (4.3)$$

$$H' = (1 + 0,4) \cdot 69,39 = 97,15 \text{ м.}$$

где  $\xi$  – относительное повышение напора в момент полного закрытия направляющего аппарата.

$H$  – максимальный напор в м.

$\xi$  определяется обычно из расчета гарантий регулирования турбины.

При напоре 70 м  $\xi = 0,3 \div 0,5$ . Принимаем  $\xi = 0,4$ .

Усилие, приложенное к цапфе и расположенное в главной плоскости инерции тела лопатки.

$$P = P_p \cos \alpha, \quad (4.4)$$

где  $P_p$  – усилие от сервомотора, приложенное к рычагу, в кГ;

$\alpha$  – угол между осью рычага и главной осью инерции сечения тела лопатки.

При расчете принимаем

$$P = P_{\Gamma};$$

$$P = P_{\Gamma} = 26417 \text{ кгс} = 259,06 \text{ кН};$$

Величина  $P_p$  определяется по формуле

$$P_p = \frac{P_c D_y}{z_0 D_c} \cdot \frac{\sin \gamma}{\cos \beta}; \quad (4.5)$$



где  $D_y$  – диаметр окружности, на которой расположены уши регулирующего кольца;

$D_c$  – диаметр окружности регулирующего кольца, на которой расположены пальцы серег;

$\gamma$  – угол между осью накладки и осью серьги направляющей лопатки;

$\beta$  – угол между осью серьги и касательной к окружности  $D_c$  в точке закрепления серьги;

$P_c$  – усилие двух сервомоторов,

$$P_p = \frac{43366 \cdot 3,77}{24 \cdot 3,43} \cdot \frac{0,829}{0,913} = 1803 \text{ кгс} = 17,68 \text{ кН};$$

$$P_c = \frac{\pi}{4} (2d_c^2 - d_{ст}^2) \cdot p_{max}; \quad (4.6)$$

$$P_c = \frac{3,14}{4} (2 \cdot 350^2 - 155^2) \cdot 25 = 43366 \text{ кгс} = 425,27 \text{ кН};$$

где  $p_{max}$  – максимальное давление в сервомоторе в кг/см<sup>2</sup>;

$d_c$  и  $d_{ст}$  – диаметры поршня и стакана сервомотора в см.

Предварительный расчет диаметра поршня сервомотора:

$$d_c = \lambda \cdot D_1 \cdot \sqrt{k_0 \cdot H_{max}}, \quad (4.7)$$

где  $D_1$  – диаметр рабочего колеса;

$H_{max}$  – максимальный напор;

$\lambda = 0,03$  при 24 лопатках НА;

$$k_0 = \frac{b_0}{D_1}; \quad (4.8)$$

$$k_0 = \frac{0,8056}{2,12} = 0,38;$$

$$d_c = 0,03 \cdot 2,12 \cdot \sqrt{0,38 \cdot 69,39} = 0,327 \text{ м}.$$

Принимаем ближайшее нормированное значение по Таблице V.40. Поршневой сервомотор направляющего аппарата (Гидротурбины: конструкции и вопросы проектирования. Н.Н. Ковалев. 1971)

$$d_c = 350 \text{ мм}.$$

$$d_{ст} = 155 \text{ мм}.$$

#### 4.2.4 Расчет реакций опор

$$R_a^q = \frac{l_2 + l_3}{L} = \frac{80,56 + 7}{96,1} = 0,492 \text{ кН}; \quad (4.9)$$

$$R_a^p = \frac{l_5}{L} \cdot \sin(\alpha - \gamma) = \frac{55,28}{96,1} \cdot \sin(86 - 56) = 0,288 \text{ кН}; \quad (4.10)$$

$$R_a^R = \frac{l_4}{L} = \frac{47,21}{96,1} = 0,491 \text{ кН}; \quad (4.11)$$

$$R_b^q = \frac{l_2 + l_1}{L} = \frac{80,56 + 6}{96,1} = 0,482 \text{ кН}; \quad (4.12)$$

$$R_b^p = \frac{L + l_5}{L} \cdot \sin(\alpha - \gamma) = \frac{96,1 + 55,28}{96,1} \cdot \sin(86 - 56) = 0,788 \text{ кН}; \quad (4.13)$$

$$R_b^R = \frac{L + l_4}{L} = \frac{96,1 + 47,21}{96,1} = 1,491 \text{ кН}. \quad (4.14)$$

#### 4.2.5 Расчет моментов

$$M_1^q = R_a^q \cdot l_1 = 0,492 \cdot 6 = 2,952 \text{ кН} \cdot \text{см}; \quad (4.15)$$

$$M_2^q = R_b^q \cdot l_3 = 0,482 \cdot 7 = 3,374 \text{ кН} \cdot \text{см}; \quad (4.16)$$

$$M_3^q = M_4^q = 0 \text{ кН} \cdot \text{см}; \quad (4.17)$$

$$M_5^q = R_a^q \cdot \left( l_1 + \frac{l_2}{2} \right) - \frac{l_2}{8} = 0,492 \cdot \left( 6 + \frac{80,56}{2} \right) - \frac{80,56}{8} = \\ = 12,699 \text{ кН} \cdot \text{см}; \quad (4.18)$$

$$M_1^p = R_a^p \cdot l_1 = 0,288 \cdot 6 = 1,728 \text{ кН} \cdot \text{см}; \quad (4.19)$$

$$M_2^p = R_a^p \cdot (l_1 + l_2) = 0,288 \cdot (6 + 80,56) = 24,929 \text{ кН} \cdot \text{см}; \quad (4.20)$$

$$M_3^p = l_5 \cdot \sin(\alpha - \gamma) = 55,28 \cdot \sin(86 - 56) = 27,640 \text{ кН} \cdot \text{см}; \quad (4.21)$$

$$M_4^p = (l_5 - l_4) \cdot \sin(\alpha - \gamma) = (55,28 - 47,21) \cdot \sin(86 - 56) = \\ = 4,035 \text{ кН} \cdot \text{см}; \quad (4.22)$$

$$M_5^p = R_a^p \cdot \left( l_1 + \frac{l_2}{2} \right) = 0,288 \cdot \left( 6 + \frac{80,56}{2} \right) = 13,329 \text{ кН} \cdot \text{см}; \quad (4.23)$$

$$M_1^R = R_a^R \cdot l_1 = 0,491 \cdot 6 = 2,946 \text{ кН} \cdot \text{см}; \quad (4.24)$$

$$M_2^R = R_a^R \cdot (l_1 + l_2) = 0,491 \cdot (6 + 80,56) = 42,501 \text{ кН} \cdot \text{см}; \quad (4.25)$$

$$M_3^R = l_4 = 47,21 \text{ кН} \cdot \text{см}; \quad (4.26)$$

$$M_4^R = 0; \quad (4.27)$$

$$M_5^R = R_a^R \cdot \left( l_1 + \frac{l_2}{2} \right) = 0,491 \cdot \left( 6 + \frac{80,56}{2} \right) = 22,723 \text{ кН} \cdot \text{см}. \quad (4.28)$$

#### 4.2.6 Расчет суммарных моментов по сечению

$$M_1 = M_1^q \cdot P_\Gamma + M_1^p \cdot P - M_1^R \cdot R_C = 0,029 \cdot 259,06 + 0,017 \cdot 17,68 = 7,81 \text{ кН} \cdot \text{м}; \quad (4.29)$$

$$M_2 = M_2^q \cdot P_\Gamma + M_2^p \cdot P - M_1^R \cdot R_C = 0,034 \cdot 259,06 + 0,249 \cdot 17,68 = 13,21 \text{ кН} \cdot \text{м}; \quad (4.30)$$

$$R_C = 0;$$

$$M_3 = M_3^p \cdot P = 0,276 \cdot 17,68 = 4,88 \text{ кН} \cdot \text{м}; \quad (4.31)$$

$$M_4 = M_4^p \cdot P = 0,04 \cdot 17,68 = 0,71 \text{ кН} \cdot \text{м}; \quad (4.32)$$

$$M_5 = M_5^q \cdot P_\Gamma + M_5^p \cdot P - M_5^R \cdot R_C = 0,127 \cdot 259,06 + 0,133 \cdot 17,68 = 35,25 \text{ кН} \cdot \text{м}. \quad (4.33)$$

#### 4.2.7 Расчёт максимального нормального напряжения при изгибе

$$\sigma_1 = \frac{M_1}{W_1} = \frac{7,81}{0,261 \cdot 10^{-3}} = 29923 \text{ кН/м}^2; \quad (4.34)$$

$$W_1 = \frac{\pi \cdot D_1^3}{16} = \frac{3,14 \cdot 0,11^3}{16} = 0,261 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3; \quad (4.35)$$

$$\sigma_2 = \frac{M_2}{W_2} = \frac{13,21}{0,431 \cdot 10^{-3}} = 30649 \text{ кН/м}^2; \quad (4.36)$$

$$W_2 = \frac{\pi \cdot D_2^3}{16} = \frac{3,14 \cdot 0,13^3}{16} = 0,431 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3; \quad (4.37)$$

$$\sigma_3 = \frac{M_3}{W_3} = \frac{4,88}{0,143 \cdot 10^{-3}} = 34126 \text{ кН/м}^2; \quad (4.38)$$

$$W_3 = \frac{\pi \cdot D_3^3}{16} = \frac{3,14 \cdot 0,09^3}{16} = 0,143 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3; \quad (4.39)$$

$$\sigma_4 = \frac{M_4}{W_4} = \frac{0,71}{0,261 \cdot 10^{-3}} = 2720 \text{ кН/м}^2; \quad (4.40)$$

$$W_4 = \frac{\pi \cdot D_4^3}{16} = \frac{3,14 \cdot 0,11^3}{16} = 0,261 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3; \quad (4.41)$$

$$\sigma_5 = \frac{M_5}{W_5} = \frac{35,25}{0,143 \cdot 10^{-3}} = 246503 \text{ кН/м}^2; \quad (4.42)$$

$$W_5 = \frac{\pi \cdot D_5^3}{16} = \frac{3,14 \cdot 0,09^3}{16} = 0,143 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3. \quad (4.43)$$

#### 4.2.8 Расчёт лопатки на кручение

Схема нагрузок на лопатку НА показана на рисунке 4.3.

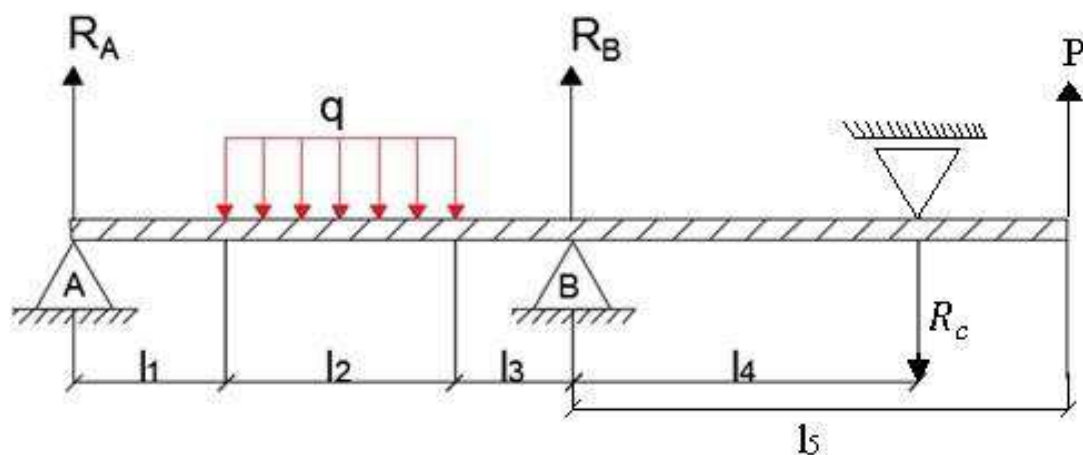


Рисунок 4.3 - Схема нагрузок на лопатку НА

Расчет реакций опор, проводится по формулам:

$$R_a = \frac{l_1 + l_2 + l_3}{L} = \frac{6 + 80,56 + 7}{96,1} = 0,97 \text{ кН}; \quad (4.44)$$

$$R_b = -\frac{l_1 + l_2 + l_3}{L} = -\frac{6 + 80,56 + 7}{96,1} = -0,97 \text{ кН}; \quad (4.45)$$

Расчёт крутящих моментов, проводится по формулам:

$$M_y = \frac{1}{2} \cdot \mu \cdot d_n \cdot P; \quad (4.46)$$

где  $\mu$  – коэффициент трения стали;  
 $d_n$  – диаметр подшипника;

$$M_y = \frac{1}{2} \cdot 0,1 \cdot 0,11 \cdot 259,06 = 1,42 \text{ кН} \cdot \text{м};$$

$$M_1^{\text{кр}} = \frac{1}{2} \cdot \mu_a \cdot d_a \cdot R_a = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 0,11 \cdot 0,97 = 5,3 \cdot 10^{-3} \text{ кН} \cdot \text{м}; \quad (4.47)$$

$$M_2^{\text{кр}} = P \cdot h_a \cdot \sin\alpha(1 - n_1) - 0,5(\mu_b \cdot d_b \cdot R_b + \mu_c \cdot d_c \cdot R_c) - M_y; \quad (4.48)$$

где  $h_i$  – высота  $i$ -го подшипника;  
 $n_1 = 0,01$ .

$$M_2^{\text{кр}} = 17,68 \cdot 0,1 \cdot 0,99 - 0,5(0,1 \cdot 0,14 \cdot (-0,97) + 0,1 \cdot 0,11 \cdot 0) - 1,42;$$

$$M_2^{\text{кр}} = 0,34 \text{ кН} \cdot \text{м};$$

$$M_3^{\text{кр}} = P \cdot h_b \cdot \sin\alpha(1 - n_1) - 0,5 \cdot \mu_c \cdot d_c \cdot R_c - M_y; \quad (4.49)$$

$$M_3^{\text{кр}} = 17,68 \cdot 0,14 \cdot 0,99 - 0,5 \cdot 0,1 \cdot 0,11 \cdot 0 - 1,42 = 1,03 \text{ кН} \cdot \text{м};$$

$$M_4^{\text{кр}} = P \cdot h_c \cdot \sin\alpha(1 - n_1) - M_y = 17,68 \cdot 0,12 \cdot 0,99 - 1,42; \quad (4.50)$$

$$M_4^{\text{кр}} = 0,68 \text{ кН} \cdot \text{м};$$

$$M_5^{\text{кр}} = P \cdot l_2 \cdot \sin\alpha(1 - n_1) + \frac{P_r}{2} - \frac{(\mu_b \cdot d_b \cdot R_b + \mu_c \cdot d_c \cdot R_c)}{2} - M_y; \quad (4.51)$$

$$M_5^{\text{кр}} = 17,68 \cdot 0,8056 \cdot 0,99 + \frac{259,06}{2} - \frac{(0,1 \cdot 0,14 \cdot (-0,97))}{2} - 1,42;$$

$$M_5^{\text{кр}} = 142,22 \text{ кН} \cdot \text{м};$$

Максимальные нормальные напряжения при кручении рассчитываются по формулам:

$$\tau_1 = \frac{M_1^{\text{кр}}}{W_1^{\text{кр}}} = \frac{5,3 \cdot 10^{-3}}{0,261 \cdot 10^{-3}} = 20,31 \text{ кН/м}^3; \quad (4.52)$$

$$W_1^{\text{кр}} = \frac{\pi \cdot d_a^3}{16} = \frac{3,14 \cdot 0,11^3}{16} = 0,261 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3; \quad (4.53)$$

$$\tau_2 = \frac{M_2^{\text{кр}}}{W_2^{\text{кр}}} = \frac{0,34}{0,431 \cdot 10^{-3}} = 788,86 \text{ кН/м}^3; \quad (4.54)$$

$$W_2^{\text{кр}} = \frac{\pi \cdot d_v^3}{16} = \frac{3,14 \cdot 0,13^3}{16} = 0,431 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3; \quad (4.55)$$

$$\tau_3 = \frac{M_3^{\text{кр}}}{W_3^{\text{кр}}} = \frac{1,03}{0,54 \cdot 10^{-3}} = 1907,41 \text{ кН/м}^3; \quad (4.56)$$

$$W_3^{\text{кр}} = \frac{\pi \cdot d_b^3}{16} = \frac{3,14 \cdot 0,14^3}{16} = 0,54 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3; \quad (4.57)$$

$$\tau_4 = \frac{M_4^{\text{кр}}}{W_4^{\text{кр}}} = \frac{0,68}{0,43 \cdot 10^{-3}} = 1581,39 \text{ кН/м}^3; \quad (4.58)$$

$$W_4^{\text{кр}} = \frac{\pi \cdot d_v^3}{16} = \frac{3,14 \cdot 0,13^3}{16} = 0,43 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3; \quad (4.59)$$

$$\tau_5 = \frac{M_5^{\text{кр}}}{W_5^{\text{кр}}} = \frac{142,22}{0,261 \cdot 10^{-3}} = 544904,21 \text{ кН/м}^3; \quad (4.60)$$

$$W_5^{\text{кр}} = \frac{\pi \cdot d_c^3}{16} = \frac{3,14 \cdot 0,11^3}{16} = 0,261 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3. \quad (4.61)$$

#### 4.2.9 Расчет предельной прочности лопатки НА

Расчет предельной прочности, выполняется по формулам:

$$\sigma_1^{\text{пр}} = \sqrt{\sigma_1^2 + 4 \cdot \tau_1^2} = \sqrt{29923^2 + 4 \cdot 20,31^2} = 29,92 \text{ МН/м}^2; \quad (4.62)$$

$$\sigma_2^{\text{пр}} = \sqrt{\sigma_2^2 + 4 \cdot \tau_2^2} = \sqrt{30649^2 + 4 \cdot 788,86^2} = 30,69 \text{ МН/м}^2; \quad (4.63)$$

$$\sigma_3^{\text{пр}} = \sqrt{\sigma_3^2 + 4 \cdot \tau_3^2} = \sqrt{34126^2 + 4 \cdot 1907,41^2} = 34,34 \text{ МН/м}^2; \quad (4.64)$$

$$\sigma_4^{\text{пр}} = \sqrt{\sigma_4^2 + 4 \cdot \tau_4^2} = \sqrt{2720^2 + 4 \cdot 1581,39^2} = 4,17 \text{ МН/м}^2; \quad (4.65)$$

$$\sigma_5^{\text{пр}} = \sqrt{\sigma_5^2 + 4 \cdot \tau_5^2} \quad (4.66)$$

$$\sigma_5^{\text{пр}} = \sqrt{246503^2 + 4 \cdot 544904,21^2} = 1117,34 \text{ МН/м}^2;$$

Лопатка направляющего аппарата изготовлена из стали 20ХГНР которая служит для отлива элементов сварно-литых рабочих колес радиально-осевой гидротурбины и отливки деталей гидротурбин. Так как информация о данной стали отсутствует в открытом доступе, сравнение и анализ буду проводить на стали с похожим химическим составом, а также физическими свойствами. Сталь 20ХГНР, изготавливается для промышленных объектов, работающих в особых условиях, имеет предел прочности в 1300 МПа = 1300 МН/м<sup>2</sup>. Таблица предела прочности сталей [Электронный ресурс]: <https://www.center-pss.ru/st/st165.htm> (дата обращения: 27.02.2020).

Исходя из полученных путем ручного расчета данных становится ясно, что лопатка направляющего аппарата поворотно-лопастной диагональной турбины будет устойчива к нагрузкам, а также иметь достаточно высокий запас прочности.

### 4.3 Построение симметричной лопатки направляющего аппарата в программе Cosmos/M

Выбираем ось Y. Начинаем построение профиля лопатки НА по координатам, указанным в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Координаты построения профиля лопатки НА

Исходные данные			Пересчитанные координаты		
x	y	z	x	y	z
0	0	0	0	0	0
0	0	$\frac{d_0}{2}$	0	0	0,045225
-m	0	e	-0,0479	0	0,0523
-2m	0	d	-0,0958	0	0,0577
-3m	0	c	-0,1437	0	0,0601
-4m	0	b	-0,1916	0	0,0577
-5m	0	a	-0,2395	0	0,0476
$-L_2$	0	0	-0,288	0	0
$(-\left(\frac{L_2 - 5m}{2}\right) + 5m)$	0	0	-0,26375	0	0
$L_1$	0	0	0,27	0	0
$L_1$	0	k	0,27	0	0,00475

В результате получаем контур лопатки (рис.4.4).

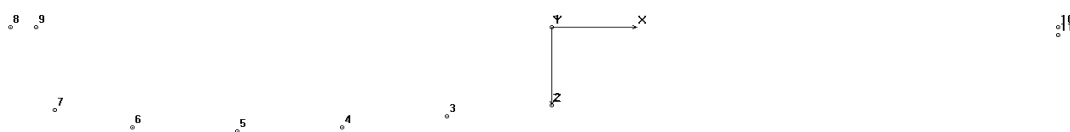


Рисунок 4.4 - Точечный контур лопатки НА

Далее при помощи команды (Ellipse) строим эллипс между точками 8 и 7, с центром в точке 9. Далее соединяем все ранее построенные полилинией командой (Polyline with Pts).

Соединяем все точки, и получаем контур лопатки (рис. 4.5).

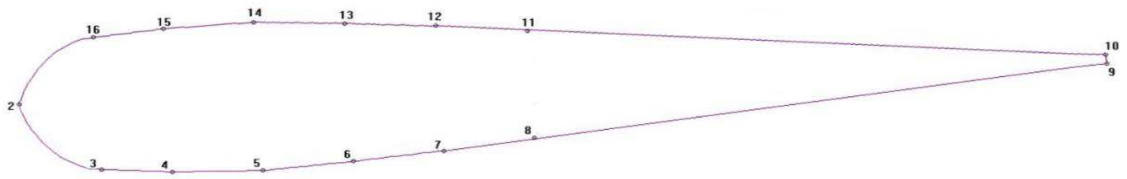


Рисунок 4.5 - Контур лопатки НА

Далее строим нижний подшипник и цапфу командой (Circles).

Нам понадобится построить две окружности разными радиусами: 0,045225 м – радиус цапфы; 0,045225 м – радиус подшипника (рис. 4.6).

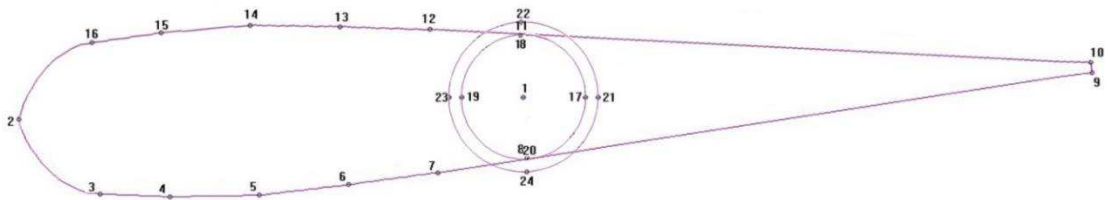


Рисунок 4.6 - Нижняя цапфа и подшипник

Выполняем выдавливание двух окружностей на высоту цапфы и подшипника с помощью команды (Extrusion). В появившемся окне вписываем номера линий, необходимую ось Y и величину на которую производим выдавливание.

Для тела лопатки повторяем аналогичную команду, выдавливая профиль на высоту лопатки НА (рис. 4.7).



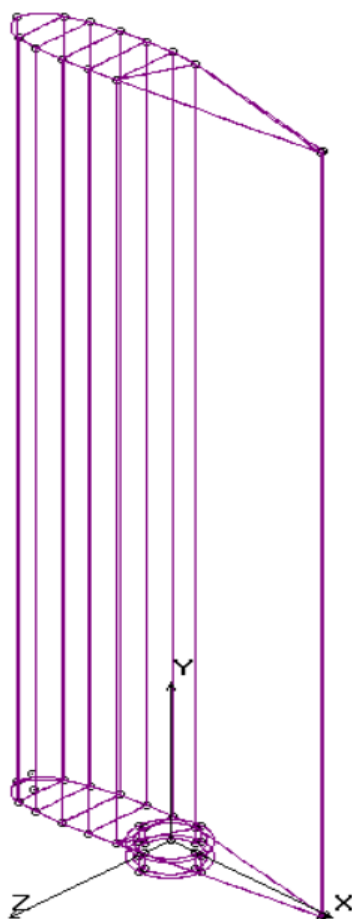


Рисунок 4.7 - Поверхности объемного тела лопатки НА и нижнего подшипника

В следующем этапе, строим верхнюю цапфу с подшипниками, с помощью точек, указанных в таблице 4.3 мы задаем их координаты и соединяем.

Таблица 4.3 - Координаты верхней цапфы

x	y	z
0	0	0
0	0,8056	0
0,06722	0,8056	0
0,06722	0,8696	0
0,045225	0,8696	0
0,045225	1,496	0
0,06722	1,496	0
0,06722	1,576	0
0,045225	1,576	0
0,045225	1,649	0
0	1,649	0

Получаем очертание фигуры (рис.4.8).

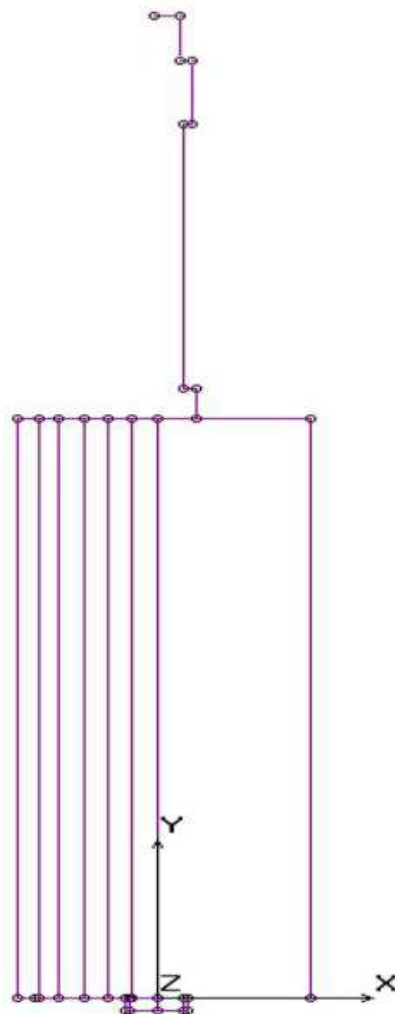


Рисунок 4.8 - Построение верхней цапфы и подшипников

Далее, чтобы получить объёмную фигуру воспользуемся командой вращения (Sweeping) построенной поверхности вокруг оси.

Выбираем линии и вращаем полученную полилинию вокруг оси на  $360^{\circ}$ , в результате получаем объёмную модель цапфы с подшипником (рис. 4.9).

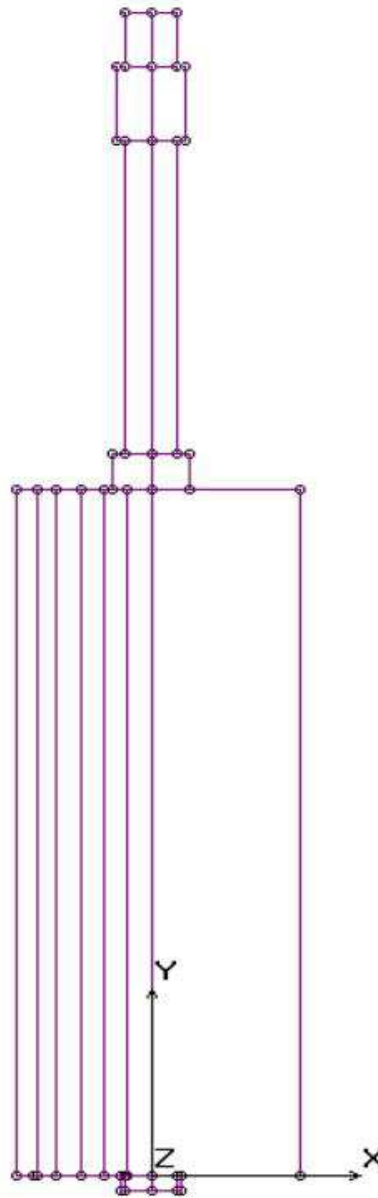


Рисунок 4.9 - Построение верхней цапфы и подшипников

В заключении разбиваем лопатку направляющего аппарата на конечные элементы, предварительно выбрав параметры КЭ сети. В полученной сети конечных элементов скрываем невидимые части лопатки направляющего аппарата (рис 4.10 а, 4.10 б).

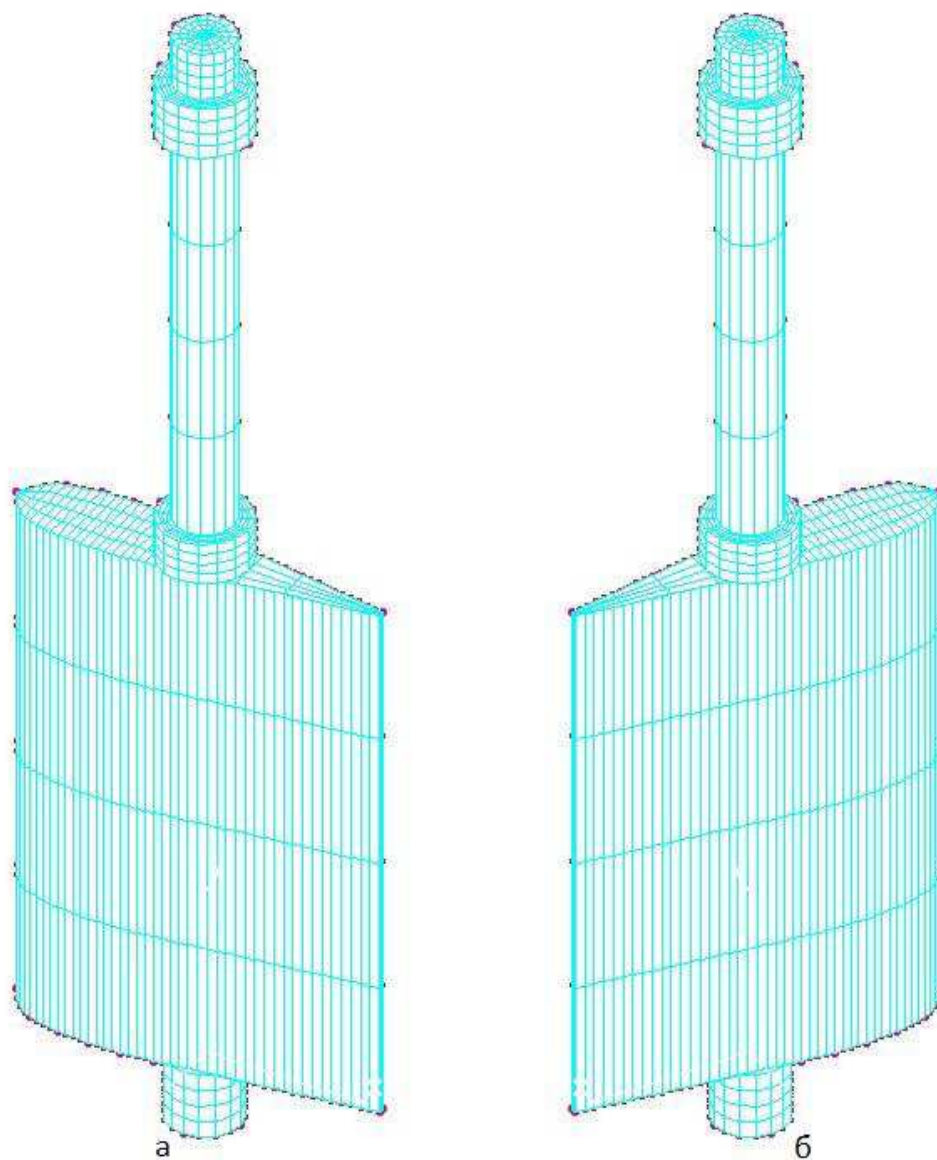


Рисунок 4.10 - Профиль лопатки НА с разных сторон

## 5 Пожарная безопасность. Охрана труда

### 5.1 Пожарная безопасность

Пожарная безопасность объекта должна обеспечиваться системами предотвращения пожара и противопожарной защиты, в том числе организационно-техническими мероприятиями.

Положения Федерального закона об обеспечении пожарной безопасности объектов защиты обязательны для исполнения при: разработке, принятии, применении и исполнении технических регламентов, принятых в соответствии с Федеральным законом "О техническом регулировании", содержащих требования пожарной безопасности, а также нормативных документов по пожарной безопасности в частности с "Правилами противопожарного режима в РФ", утвержденными Постановлением Правительства РФ от 25.04.2012 № 390 (с изменениями на 23.04.2020).

Системы пожарной безопасности характеризуются уровнем обеспечения пожарной безопасности людей и материальных ценностей, а также экономическими критериями эффективности этих систем для материальных ценностей, с учетом всех стадий (научная разработка, проектирование, строительство, эксплуатация) жизненного цикла объектов и выполнять одну из следующих задач:

- исключать возникновение пожара;
- обеспечивать пожарную безопасность материальных ценностей;
- обеспечивать пожарную безопасность людей;
- обеспечивать пожарную безопасность людей и материальных ценностей одновременно.

Опасными факторами, воздействующими на людей и материальные ценности, являются:

- пламя и искры;
- повышенная температура окружающей среды;
- токсичные продукты горения и термического разложения;
- пониженная концентрация кислорода;
- дым.

К вторичным проявлениям опасных факторов пожара, воздействующим на людей и материальные ценности, относятся:

- электрический ток, возникший в результате выноса высокого напряжения на токопроводящие части конструкций, аппаратов, агрегатов;
- осколки, части разрушившихся аппаратов, агрегатов, установок, конструкций;
- радиоактивные и токсичные вещества и материалы, вышедшие из разрушенных аппаратов и установок;
- опасные факторы взрыва по ГОСТ 12.1.010, происшедшего вследствие пожара;
- огнетушащие вещества.

ГЭС должны быть оборудованы установками пожарной сигнализации и системой оповещения и управления эвакуацией людей.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных производственных и вспомогательных помещений (сооружений) и размещённых в них оборудования и устройств возлагается на руководителей структурных подразделений или на специально назначенных должностных лиц.

Руководители структурных подразделений, ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;

- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;

- обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;

- организовать пожарно-техническую подготовку подчинённого персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности.

Каждый работающий на ГЭС обязан знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях.

Трансформаторы на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых устанавливаются дренчерные оросители.

Основные задачи системы:

- оперативный прием, обработка, информирование персонала и архивирование информации от пожарных извещателей и устройств защиты;

- формирование сигналов и управляющих команд в системы автоматического пожаротушения (включение насосов пожаротушения, открытие задвижек, срабатывание приводов механизмов) и устройств различного назначения: вентиляции, оповещения и других устройств автоматики;

- выдача команд и сигналов в систему оповещения (световой и звуковой), также в контроллеры локального уровня;

- передача данных оператору, на сервер базы данных АСУ ТП, на щит пожаротушения и пожарной сигнализации;

- контроль за работоспособностью системы.

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему

трубопроводов для подачи воды к месту возгорания, включая запорно-пусковые устройства. Каждый объект оснащается системой автоматического пожарного обнаружения, с помощью, которой осуществляется обнаружение пожара, а также автоматическим пуском тушения очага пожара и системой оповещения персонала о пожаре.

Специальные места для курения располагаются в наиболее безопасных позициях на территории гидроэлектростанции. Во всех помещениях, складах, зданиях размещены различные пожарные датчики, системы автоматического пожаротушения или пожарной сигнализации. Во всех необходимых местах установлены огнетушители.

Каждый объект станции оснащается системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль за противопожарным состоянием защищаемого объекта.

## **5.2 Охрана труда**

Улучшение условий труда будет давать и экономические результаты: рост прибыли; сокращение затрат, связанных с компенсациями за работу с вредными и тяжелыми условиями труда; уменьшение потерь, связанных с травматизмом, профессиональной заболеваемостью; уменьшением текучести кадров и т.д. Основными документами в нормативно-технической документации являются: Трудовой кодекс РФ, ГОСТы «Система стандартов безопасности труда».

Отступления от требований вышеперечисленных правил как при обслуживании действующего, так и вновь вводимого или реконструируемого оборудования не допускаются, за исключением введения новых нормативных актов по охране труда.

Основными задачами в области охраны труда, при эксплуатации оборудования и сооружений ГЭС является создание безопасных условий труда, обучение персонала безопасным приемам работ, приемам оказания первой помощи при несчастных случаях, выявление и устранение причин производственного травматизма, повышение культуры производства, разработка и осуществление организационно-технических и санитарно-гигиенических мероприятий по предупреждению, а также снижению производственного травматизма и заболеваемости.

На ГЭС организацию работы по, охране труда должен осуществлять руководитель организации, руководители подразделений и производственных участков. Названные лица, в соответствие со своими должностными инструкциями, обязаны обеспечить проведение организационных и технических мероприятий по созданию безопасных условий труда, инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы и контроль выполнения правил охраны труда.

Основными составляющими системы охраны труда являются следующие мероприятия:

- Создание службы охраны труда;
- Проведение аттестации рабочих мест;
- Проведение инструктажа с сотрудниками организации;
- Разработка и утверждение Системы управления охраной труда и инструкций по охране труда по видам работ и профессиям.

При эксплуатации электроустановок ГЭС персонал и другие лица, занятые техническим обслуживанием электроустановок, осуществляющие оперативные переключения, организацию и выполнение строительных, монтажных, наладочных, ремонтных работ, испытания и измерения, обязаны выполнять требования норм законодательства, утвержденных уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), стандартов организации (инструкций) предприятия.

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам выполнения работ, в том числе при проведении огневых работ, пройти проверку знаний и иметь документ о праве проведения этих работ.

### **5.3 Меры безопасности при выполнении работ в зимнее время, на открытом воздухе**

#### **5.3.1 Общие требования охраны труда**

В настоящей Инструкции изложены требования охраны труда, которые должны соблюдать работники предприятия при работе при низких температурах на открытом воздухе и в неотапливаемых помещениях.

К работам при низких температурах на открытом воздухе и в неотапливаемых помещениях допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие:

- предварительный (при поступлении на работу) или периодический медицинский осмотр и годные по состоянию здоровья;
- вводный инструктаж по охране труда и пожарной безопасности;
- первичный инструктаж на рабочем месте по охране труда и пожарной безопасности.

При выполнении работ при низких температурах на открытом воздухе и в неотапливаемых помещениях основным опасным производственным фактором, который может привести к несчастным случаям, является обморожение от воздействия низкой температуры.

Лиц, приступающих к работе на холоде, следует проинформировать о его влиянии на организм. Также следует проинформировать о мерах и способах оказания первой (доврачебной) медицинской помощи.

Эксплуатация машин, агрегатов, инструментов в зимний период осуществляется в соответствии с требованиями ГОСТ 25646-95 «Эксплуатация строительных машин. Общие требования».



Запрещается отогревание транспортных средств (узлов и агрегатов), технологического оборудования.

В целях нормализации теплового состояния человека температура в местах обогрева должна поддерживаться на уровне 21-25 °С, при обогреве следует снимать верхнюю утепленную одежду.

### 5.3.2 Требования охраны труда перед началом работы

При подготовке к работам работник обязан:

- надеть спецодежду, спецобувь и другие средства индивидуальной защиты для работы при низких температурах на открытом воздухе и в неотапливаемых помещениях в соответствии с погодными условиями;
- подобрать необходимый инструмент с учетом хрупкости металла и материалов при низких температурах

### 5.3.3 Требования охраны труда во время работы

Рекомендуемый режим работ на открытой территории указан в таблице 5.1:

Таблица 5.1 - Рекомендуемый режим работ на открытой территории

Температура воздуха, °С	Скорость ветра, м/с											
	до 1		1-2		2-4		4-6		6-8		8-10	
	а	б	а	б	а	б	а	б	а	б	а	б
-10	127	1	114	1	95	2	80	2	68	3	58	3
-15	88	2	82	2	69	3	60	3	52	3	45	4
-20	67	3	62	3	55	3	49	4	42	4	37	4
-25	55	3	51	3	46	4	41	4	36	5	32	5
-30	46	4	43	4	39	4	35	5	31	5	28	6
-35	39	4	38	4	34	5	30	5	27	6	24	7
-40	35	5	33	5	30	5	27	6	24	7	22	7
-45	31	5	29	6	27	6	24	7	22	7	20	8

Примечание:

а — максимальная продолжительность непрерывного пребывания на холоде, мин;

б — число 10-минутных перерывов для обогрева за 4-часовой период рабочей смены.

Показатели температуры для работников, работающих в закрытых необогреваемых помещениях, применяются равными, как для работы на открытом воздухе при безветренной погоде.

Время на отдых и обогрев включается в рабочее время.

Помещение для обогрева:

- оборудуется на расстоянии не более 150 метров от рабочего места и может быть стационарным или передвижным;

- площадь на 1 человека 0,1 м<sup>2</sup>, но при этом площадь помещения не должна быть менее 4 м<sup>2</sup>;
- температура воздуха в помещении должна быть +21...+25 °С;
- по периметру помещение оборудуется нагревательными приборами, расположенными в нижней зоне;
- для быстрого обогрева рук и ног могут устанавливаться дополнительно обогреватели с лучистым теплом, температура которых должна быть в диапазоне +35...+40 °С;
- помещение оборудуется вешалками, скамьями или сидениями по числу работающих.

Во избежание переохлаждения не следует во время перерывов находиться на холоде.

По возможности следует избегать передвижения на автотранспорте на дальние расстояния при пониженной температуре воздуха без сопровождения другого автомобиля.

При силе ветра более 12 м/с следует прекратить любые работы на высоте.

Руководители производственных подразделений вправе при достижении предельных значений температуры воздуха и скорости ветра прекращать плановые работы.

### **5.3.4 Требования охраны труда в аварийных ситуациях**

Признаки переохлаждения:

- озноб и дрожь;
- нарушение сознания: заторможенность и апатия, бред и галлюцинации, неадекватное поведение;
- посинение и побледнение губ;
- снижение температуры тела.

Признаки обморожения нижних конечностей:

- потеря чувствительности;
- кожа бледная, твердая и холодная на ощупь;
- нет пульса у лодыжек.

Порядок действий при переохлаждении:

- при появлении озноба и мышечной дрожи необходимо дополнительно укрыть пострадавшего мягким одеялом, предложить теплый чай с сахаром;
- в теплом помещении немедленно снять одежду и поместить в ванну с температурой воды +35...+40 °С;
- после согревающей ванны обязательно укрыть теплым одеялом или надеть теплую сухую одежду;
- продолжать поить пострадавшего теплым чаем с сахаром до прибытия врачей.

Порядок действий при обморожении:

- как можно скорее доставить пострадавшего в теплое помещение;
- снять с обмороженных конечностей одежду и обувь;
- немедленно укрыть поврежденные участки от внешнего тепла теплоизолирующей повязкой с большим количеством ваты или одеялами и теплой одеждой;
- дать теплый чай;
- дать 1-2 таблетки анальгина;
- вызвать «Скорую помощь».

Недопустимо:

- растирать обмороженную кожу;
- помещать обмороженные конечности в теплую воду или обкладывать грелками;
- смазывать кожу маслами или вазелином.

### **5.3.5 Требования охраны труда по окончании работы**

По окончании работы необходимо:

- отключить все работающие механизмы и оборудование;
- сложить в отведенное место для хранения применяемую в процессе работы технологическую оснастку;
- очистить от грязи, промыть и убрать инструмент и мелкие детали в места, предназначенные для их хранения;
- убрать и привести в порядок рабочее место;
- протереть и смазать трущиеся части инструмента и сдать его на хранение;
- снять и поместить на хранение предохранительные приспособления, спецодежду, обувь поместить в сушилку.

## **6 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Андийского гидроузла. Охрана труда и противопожарная безопасность.**

### **6.1 Общие сведения о районе строительства**

Андийский гидроузел, расположен в Дагестане, на реке Андийское Койсу. Являющейся левой стороной реки Сулак, образуется от слияния рек Пирикительская Алазани и Тушетская Алазани, берущих начало в горной Тушетии (Грузия).

В питание реки участвуют дождевые осадки, подземные и талые воды. Андийское Койсу на всем своём протяжении относится к рекам с весенне-летним половодьем и низкой меженью. Основная доля стока (60-70 %) проходит в тёплое время года (май — август). Как правило, наибольший сток отмечается в июне, а наименьший — в феврале.

Рассматриваемая территория относится к умеренно континентальному, засушливому климатическому району. Высокие горы покрыты снегом. Средняя температура января - плюс 1°С, средняя температура июля – плюс 24°С. В целом, летний климат характеризуется обилием тепла и сухостью.

В верхнем бьефе водохранилища отсутствуют населённые пункты и производственные предприятия.

Растительность территории в районе строительства Андийской ГЭС не так уж и многообразна. Небольшие полосы лесостепи и поля.

В районе площадки строительства данного гидроузла обитают различные виды животных. Типичные представители и даже хищники занесенный в красную книгу:

- кавказская выдра
- Барс
- благородный олень

Водные биологические ресурсы реки Андийское Койсу на участке строительства ГЭС представлены следующими видами: хариус, щука и т.д.

Воздействие Андийской ГЭС на окружающую среду будет оказываться в период строительства и в период дальнейшей эксплуатации станции.

### **6.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства**

При строительстве Андийского ГУ выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;

- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство поселка эксплуатирующего персонала.

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства.

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе свodka леса и санация территории;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
- образование и обращение с отходами;
- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;
- переселение населения из зоны затопления.

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

1. Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
2. Изменение процессов переноса и седиментации наносов;
3. Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды в нижнем бьефе;
4. Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

В соответствии с требованиями СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;
- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин;

Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности.

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, должны быть предусмотрены:

- технические мероприятия, исключая затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;
- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты;

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

### **6.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища**

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 1.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», в соответствии с которыми:

1. Разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора.

2. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ.

3. Работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища.

4. Требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

Создание водохранилища влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления.

- На территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения.

- Оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте.

- Металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки.

- Выгреба уборных после вывоза отходов дезинфицируются сухими препаратами ДТС КГ или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом.

- Нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки.

- Очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию.

- Навоз, навозные стоки и мусор животноводческих объектов обеззараживаются, после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля.
- Почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами двурети основной соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2 м.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

- 1 Организационные
  - 1.1 Разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ) ;
  - 1.2 Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);
  - 1.3 Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;
  - 1.4 Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
  - 1.5 Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;
  - 1.6 Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;
  - 1.7 Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;
  - 1.8 Организация и проведение производственного экологического контроля
- 2 Санитарно- технические
  - 2.1 Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;
  - 2.2 Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах ;
  - 2.3 Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;
  - 2.4 Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;
  - 2.5 Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;
  - 2.6 Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ
  - 2.7 Организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод;
  - 2.8 Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;

2.9 Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;

2.10 Организация стоянок автотранспорта в специально-оборудованных местах, имеющих твердое покрытие .

#### 6.4 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительно-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

1. Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме

Код отходов по ФККО – 2014 **8 22 201 01 21 5**

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т}; \quad (6.1)$$

$N$ - объем бетонных работ, м<sup>3</sup> (68056 м<sup>3</sup>)

$q$ - удельный норматив образования, % ( $q = 1,8\%$ )

$\rho$ - плотность бетона, т/м<sup>3</sup> ( $\rho = 2 \text{ т/м}^3$ )

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{68056 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2 = 2450 \text{ т}$$

2. Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные

Код отходов по ФККО – 2014 **4 61 010 01 20 5**

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве (дополнение к РДС 82-202-96) Москва, Госстрой России, 1988г., таблица 4, норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т}; \quad (6.2)$$

$N$ - количество арматуры, т (1357 т)

$q$ - удельный норматив образования, % ( $q = 1,0\%$ )

$\rho$ - удельный вес арматуры, т/м<sup>3</sup> ( $\rho = 1,6 \text{ т/м}^3$ )

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{1357 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 1,6 = 21,71 \text{ т}$$

Таким образом в результате строительства будет образовано 2450 тонн лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 21,71 тонн отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного



металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

## **6.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации**

В период эксплуатации Андийского ГУ воздействие на окружающую среду будет оказываться:

- 1) Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- 2) Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- 3) Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
- 4) На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

1. Регулирование водным режимом водотока;
2. Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
3. Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
4. При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

В связи с тем, что рядом с ГЭС находится населенный пункт – п.Тантари, согласно СП от 2.2.1/2.1.11200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов», требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов.

Также, согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения», требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Андийское Койсу от сбросов Андийской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения посёлка Тантари и других низ лежащих по течению населённых пунктов, в пределах промплощадок объектов ГЭС регламентируется требованиями СанПиН 2.1.4.1110-02:

- в первом поясе ЗСО не допускается спуск любых сточных вод, в том числе сточных вод водного транспорта;

- выявление объектов загрязняющих источников водоснабжения, с разработкой конкретных водоохранных мероприятий, обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора.

## 7 Технико-экономическое обоснование

### 7.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

#### 7.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования.

Оценка объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации в таблице 7.1.

Таблица 7.1 - Оценка объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2022	2023	2024	2025	2026
Установленная мощность	МВт	41	41	41	41	41
Число часов использования установленной мощности	Часы	4000	4000	4000	4000	4000
Выработка электроэнергии	МВт*ч	164000	164000	164000	164000	164000
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт*ч	1640	1640	1640	1640	1640
Объём реализации электроэнергии	МВт*ч	162360	162360	162360	162360	162360
Тариф на электроэнергию	руб./МВт*ч	1308	1346	1380	1413	1445
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	21,2	21,8	22,4	22,9	23,4
НДС к выручке	млн.руб	3,5	3,6	3,7	3,8	3,9

За период времени представленный в таблице 7.1 происходит рост выручки, что обусловлено увеличением тарифов на электроэнергию.

### **7.1.2 Текущие расходы по гидроузлу**

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.) с учетом реализованной электроэнергии.

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗООАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами, это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств и объектов незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,08%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 - Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	39,1
Прочие	274,0	24,8
Итого по ГЭС	529,2	64,05

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в процентах, представлены в таблице 7.3.

Таблица 7.3 - Удельные значения расходов на ремонт

Установленная мощность (МВт)	Этапы жизненного цикла проекта (лет)			
	от 1 до 5	от 6 до 15	от 16 до 25	свыше 25
от 25 МВт до 99 МВт	0,120%	0,170%	0,300%	0,400%

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 7.4.

Таблица 7.4 - Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38тыс.руб/МВт	6,82
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097тыс.руб/МВт*ч	0,48
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318тыс.руб/МВт*ч	0,14
Итого		7,44

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт\*ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 7.5.

Таблица 7.5 - Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2022	2023	2024	2025	2026
Амортизационные отчисления, млн.руб.	13,8	13,8	33,9	43,1	43,1
Расходы на страхование, млн.руб.	4,2	4,2	23,5	30,0	30,0
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	73,2	73,2	73,2	73,2	73,2
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	0,5	0,5	2,9	5,3	5,3
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	8,5	8,5	21,1	21,1	21,1
Налог на воду, млн.руб.	2,7	2,9	3,3	3,3	3,3
Итого, млн.руб.	102,9	103,1	157,9	176,0	176,0

С увеличением периода времени эксплуатации происходит увеличение расходов на страхование, а также амортизационные отчисления и расходы на услуги регулирующих организаций.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рисунок 7.1).



Рисунок 7.1 - Структура текущих затрат по гидроузлу

В первые годы эксплуатации больший процент текущих затрат уходит на эксплуатационные затраты, так как происходит ввод оборудования в работу, налог на воду является минимальной затратой по итогу.

### 7.1.3 Налоговые расходы в первые годы эксплуатации

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 20%;
- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 2,2%
- Налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 7.6.

Таблица 7.6 - Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2022	2023	2024	2025	2026
Налог на прибыль, млн.руб.	66,8	111,5	102,3	113,6	122,9
НДС, млн.руб.	30,4	157,2	53,6	77,5	99,3
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	50,3	50,3	50,3	29,3	25,8
Налог на имущество, млн.руб.	11,6	11,3	47,8	83,8	82,7
Итого, млн.руб.	159,1	330,4	254,2	231,5	234,8

Предполагаемые налоговые расходы в период эксплуатации показывают, что в структуре налогов наибольшая доля приходится на налог на прибыль, наименьшая доля - налог на имущество, взносы в социальные взносы остались неизменными.

## 7.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 7.7.

Таблица 7.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2022	2023	2024	2025	2026
Выручка (нетто), млн.руб.	688,4	709,2	729,45	748,7	767,8
Текущие расходы, млн.руб.	113,6	113,6	158,4	178,5	178,5
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	685,8	706,6	726,8	746,0	765,1
ЕВИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.	482,7	503,8	454,4	520,4	554,9
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	68,1	100,7	90,8	104,1	111,0
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	414,5	403,0	363,3	416,3	443,9
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

В первые годы эксплуатации наблюдается рост чистой прибыли, обусловленной увеличением выручки от продаж электроэнергии, и увеличение текущем текущих расходов, рисунок 7.2 данные представлены в млн. руб.

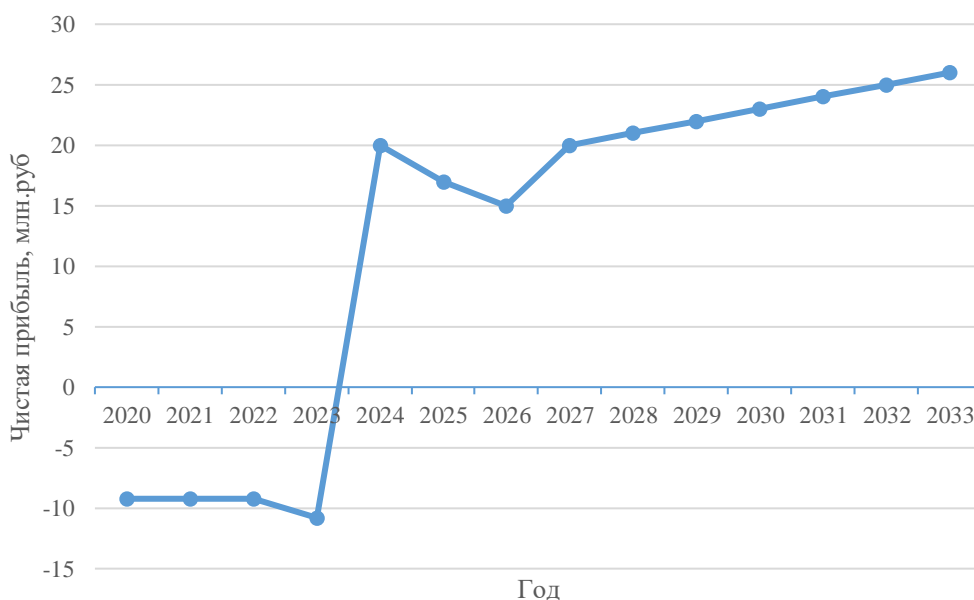


Рисунок 7.2 - Изменение суммы прибыли по проекту

На графике видно, что после ввода гидроузла в энергосистему прибыль покрывает убытки, даже с учетом амортизационных отчислений.



Анализ денежных потоков оценивается графиком Кэш-Фло, изобразим на графике укрупненные этапы проекта, график Кэш-Фло представлен на рисунке 7.3.

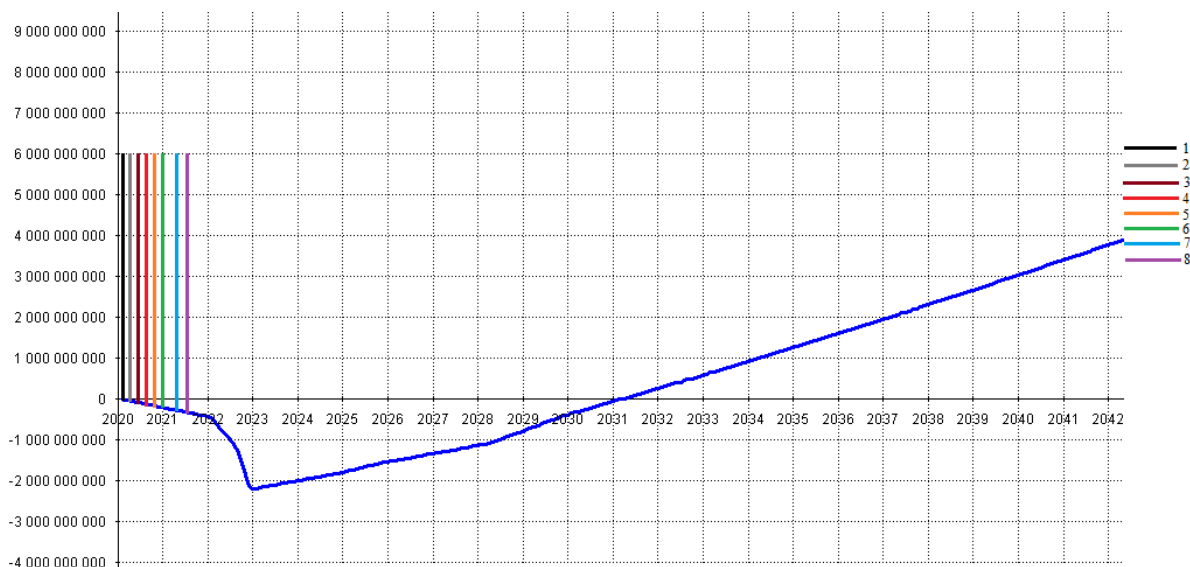


Рисунок 7.3 - График Кэш-Фло

На рисунке обозначено:

1. Начало возведения Андийского гидроузла - 2020 год;
2. Начало сборки первого и второго генератора - 2020 год;
3. Приемка втулки первой и второй турбины - 2020 год;
4. Сборка рабочего колеса первой и второй турбины - 2020 год;
5. Сборка направляющего аппарата первой и второй турбины - 2020 год;
6. Установка турбины в шахту – 2020 год;
7. Пуск начало работы первого и второго трансформатора - 2021 год;
8. Этап выдачи мощности - 2021 год.

### 7.3 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»)

#### 7.3.1 Методология, исходные данные

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

1. Чистый, дисконтированный доход
2. Индекс прибыльности
3. Срок окупаемости
4. И т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

а) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

б) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии пред ТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

в) Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- 1) Период прогнозирования для Андийской ГЭС составляет 40 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.
- 2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2020года.
- 3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

### 7.3.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 7.8.

Таблица 7.8 - Показатели эффективности реализации проекта «Андийской ГЭС на реке Андийское Койсу»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	129
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	313,2
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,19
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	13,53
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт*ч	1,2
Удельные капиталовложения, руб/Квт	120041,5

По данным таблицы, видно, что индекс прибыльности PI, имеет значение близкое к единице, что указывает на то, что период окупаемости проекта весьма длительный и составляет 129 месяцев (10,8 лет).

### 7.3.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений величина которых показана в таблице 7.9.

Таблица 7.9 - Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2022	2023	2024	2025	2026
В федеральный бюджет, млн.Рублей	135,5	290,2	188,6	132,0	136,7
В региональный бюджет, млн.Рублей	10,6	10,3	46,6	82,3	80,8
Итого налоговых поступлений, млн.Рублей	146,1	300,5	235,2	214,3	217,5

Вывод: в ходе повышения выручки от реализации продаж электроэнергии налоговые поступления в федеральный бюджет увеличиваются, значительный же процентный прирост поступлений приходится в региональный бюджет, т.к. вводятся новые генерирующие мощности, следовательно, продажи электроэнергии и мощности становятся больше.

### 7.4 Анализ чувствительности

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности - метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- а) Ставки налогов, рисунок 7.4;
- б) Цена сбыта, рисунок 7.5;
- в) Ставка дисконтирования, рисунок 7.6;

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.

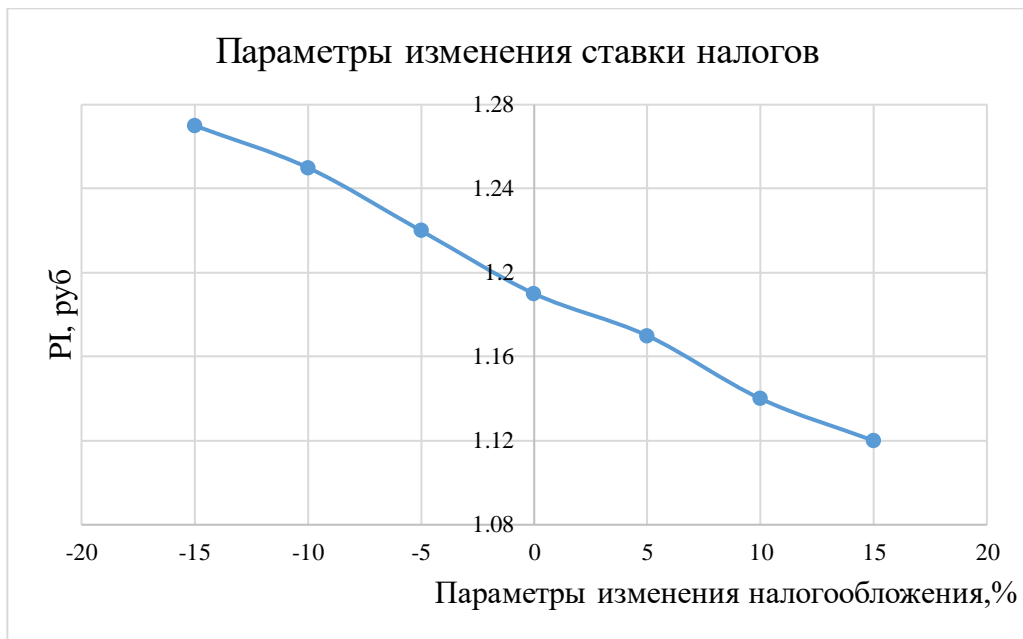


Рисунок 7.4 - Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

Вывод: при увеличении ставки налогов наблюдается уменьшение величины PI.

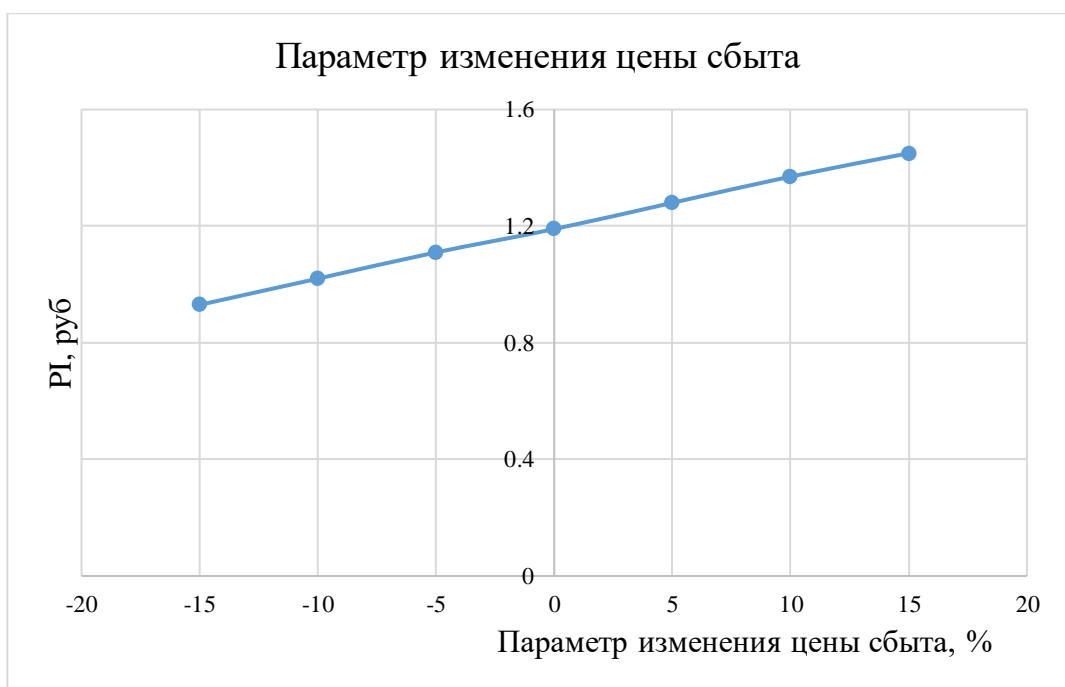


Рисунок 7.5 - Изменение значения PI от в зависимости от цены сбыта

Вывод: при увеличении цены сбыта наблюдается увеличение индекса прибыльности.

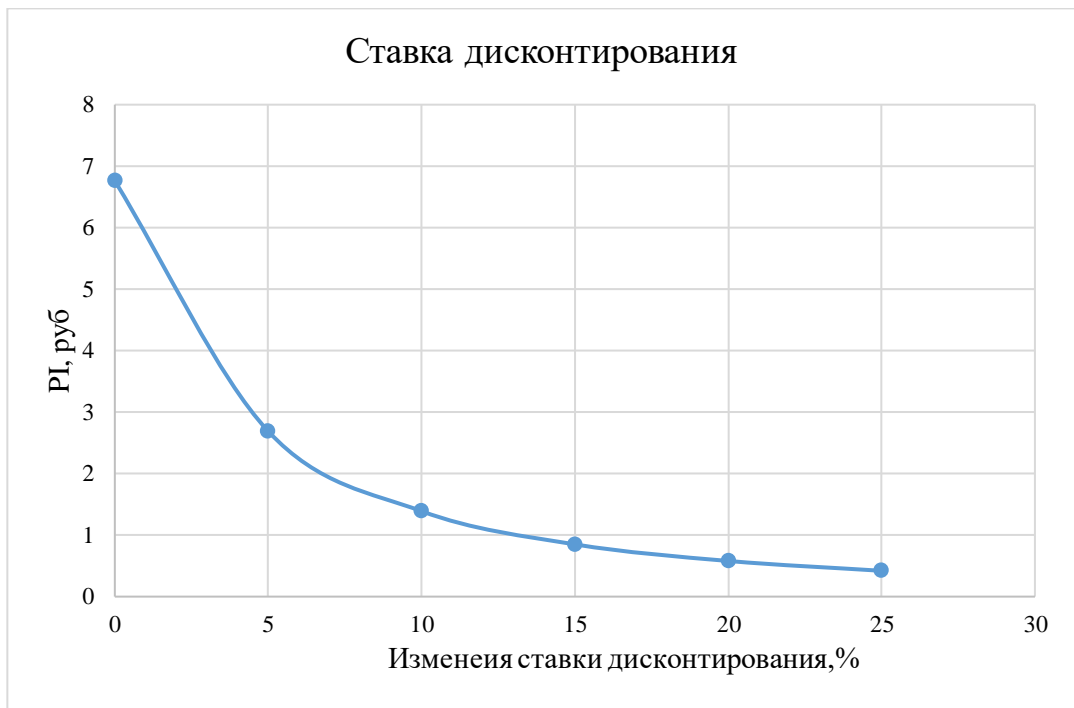


Рисунок 7.6 - Сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Вывод: уменьшение величины PI результат увеличения ставки дисконтирования.

## 8 Турбинные затворы. Расчет параметров затворов, системы привода

### 8.1 Классификация затворов

**По местоположению** перекрываемых отверстий затворы подразделяют на поверхностные и глубинные. **Поверхностные затворы** располагают на пороге сооружения, верхняя кромка таких затворов находится выше уровня воды. **Глубинные затворы** перекрывают отверстия, погруженные в воду; их верхняя кромка находится ниже уровня воды.

В зависимости от конструкции затвора и его местоположения на сооружении способы пропуска воды могут быть различными: из-под затвора и по верху затвора.

**По эксплуатационному назначению** затворы подразделяют на основные, ремонтные, аварийные, аварийно-ремонтные и строительные.

**Основные (рабочие) затворы** постоянно работают при эксплуатации сооружений и служат для поддержания уровня верхнего бьефа. К ним относятся все виды затворов, перекрывающие водосливные или водосбросные отверстия плотин, водоприемные отверстия зданий ГЭС и судоходные отверстия шлюзов. Эти затворы обеспечивают на плотинах -частичное или полное открытие отверстий или любое маневрирование затвором в условиях текущей воды; на шлюзах - полное открытие или закрытие отверстия, производящееся при движении затвора (ворот) в условиях выравненных уровней в верхнем или нижнем бьефах и камере шлюза.

Механизмы, приводящие в движение основные затворы, могут быть на плотиках и ГЭС стационарные или подвижные, на воротах же шлюзов только стационарные.

**Ремонтные затворы** используют для временного закрытия отверстия сооружения, для ремонта основного затвора или части сооружения. Маневрирование ремонтными затворами производят в спокойной воде. Число ремонтных затворов на плотине и гидроэлектростанции обычно меньше общего числа основных затворов. Эти затворы, как правило, хранят в специальных затворохранилищах и доставляют к месту их установки кранами. Число ремонтных затворов в водопроводных галереях судоходных шлюзов больше общего числа основных затворов.

**Аварийные затворы** применяют также для временного закрытия отверстий гидротехнического сооружения, но в случае аварии с основным затвором или турбиной. Аварийные затворы должны опускаться в поток; подъем их в большинстве случаев осуществляют после выравнивания напоров по обе стороны затвора. При подводе воды к турбинам открыто уложенными трубопроводами в щитовых отделениях напорных бассейнов и водоприемниках деривационных затворы с индивидуальными подъемными механизмами на каждом трубопроводе. Такие затворы должны иметь

автоматическое дистанционное и местное управление. Аналогичные затворы должны устанавливаться также водоприемниках гидроэлектростанций, если напорные трубопроводы открыто уложены по низовому откосу бетонной плотины.

**Аварийно-ремонтные затворы** выполняют функции аварийных и ремонтных, и устанавливают их перед основными затворами водосбросов и водоспусков. (Количество комплектов переносных затворов должно быть значительно меньше, чем основных.) Отверстия глубинных водоспусков должны быть снабжены индивидуальными аварийно-ремонтными затворами. При входе в водоприёмные отверстия турбинных водоводов русловых гидроэлектростанция должны быть предусмотрены переносные аварийно-ремонтные затворы в количестве не менее двух комплектов.

Аварийно-ремонтные затворы для открытых турбинных трубопроводов должны быть установлены перед входом в них или на их начальных участках. Эти затворы должны обеспечивать быстрое и автоматическое закрытие водовода в случаях разрыва трубопровода или аварии в системе регулирования турбин, если гидроэлектростанция оборудована агрегатами, не допускающими их длительного разгона или не имеющими противоразгонных устройств, и, если перед турбиной не предусмотрен специальный аварийный затвор. Аварийно-ремонтный затвор турбинного водовода должен иметь, кроме индивидуального управления с автоматическим дистанционным приводом, также и местное управление.

**Строительные затворы** используют для закрытия водосбросных отверстий в период строительства. На гидроэлектростанциях с большим числом агрегатов (10-16) при пуске их по очереди, когда приходится вести строительство после ввода в эксплуатацию части агрегатов станции, в качестве строительных могут быть использованы как основные, так и ремонтные затворы.

## 8.2 Турбинные затворы

Предтурбинными затворами следует считать запорные органы, устанавливаемые на напорных водоводах перед входом в спиральную камеру гидравлической машины и входящие в единую систему управления технологическим процессом гидромашин.

Предтурбинные затворы на турбинных водоводах устанавливают для выполнения следующих функций:

- прекращение доступа воды к гидротурбине при нормальных условиях эксплуатации, а также для проведения ревизий и ремонта ее узлов;
- прекращение доступа воды к гидротурбине или в турбинный водовод в аварийных случаях (при разгоне турбины и выходе из строя направляющего аппарата, при разрыве турбинного водовода)
- защиту направляющего аппарата высоконапорных гидромашин от целевой кавитации;

- прекращение доступа воды к гидроагрегату ГАЭС при необходимости изменения направления вращения ротора в процессе перевода из одного режима в другой.

При напорной деривации перед турбинным водоводом могут устанавливаться два затвора: аварийно-ремонтный, обычный дисковый, и перед ним ремонтный, дисковый или плоский.

Предтурбинные затворы ставят при напорах более 300 м для предохранения направляющего аппарата от щелевой кавитации и через мерные протечки, а также при напорах от 200 до 300 м при числе часов использования агрегата менее 3000 в год.

Предтурбинный затвор в аварийных ситуациях позволяет быстрее прекратить подачу воды к турбине, чем затвор, устанавливаемый в начале водовода. Кроме того, он позволяет проводить ремонт турбины без опорожнения водовода.

**Плоские затворы.** Самый простой и самый распространенный тип затворов пример на рисунке 8.1. Представляет собой плоский щит, который перемещается вверх-вниз по полозьям. Маневрируют такими затворами с помощью электрических и гидравлических приводов, также с помощью кранов, обычно козловых. Эти затворы часто используют в качестве ремонтных и аварийно-ремонтных.



Рисунок 8.1 - Плоский затвор

**Дисковые затворы.** Эти затворы представляют собой закрепленный на горизонтальной оси диск, рисунок 8.2. Перекрытие воды осуществляется поворотом диска. Дисковые затворы с плоскоскошенным диском или с бипланным диском однорядного уплотнения применяют на статические



напоры до 170 м, с симметричным бипланым диском двухрядного уплотнения - на статические напоры до 230 м.

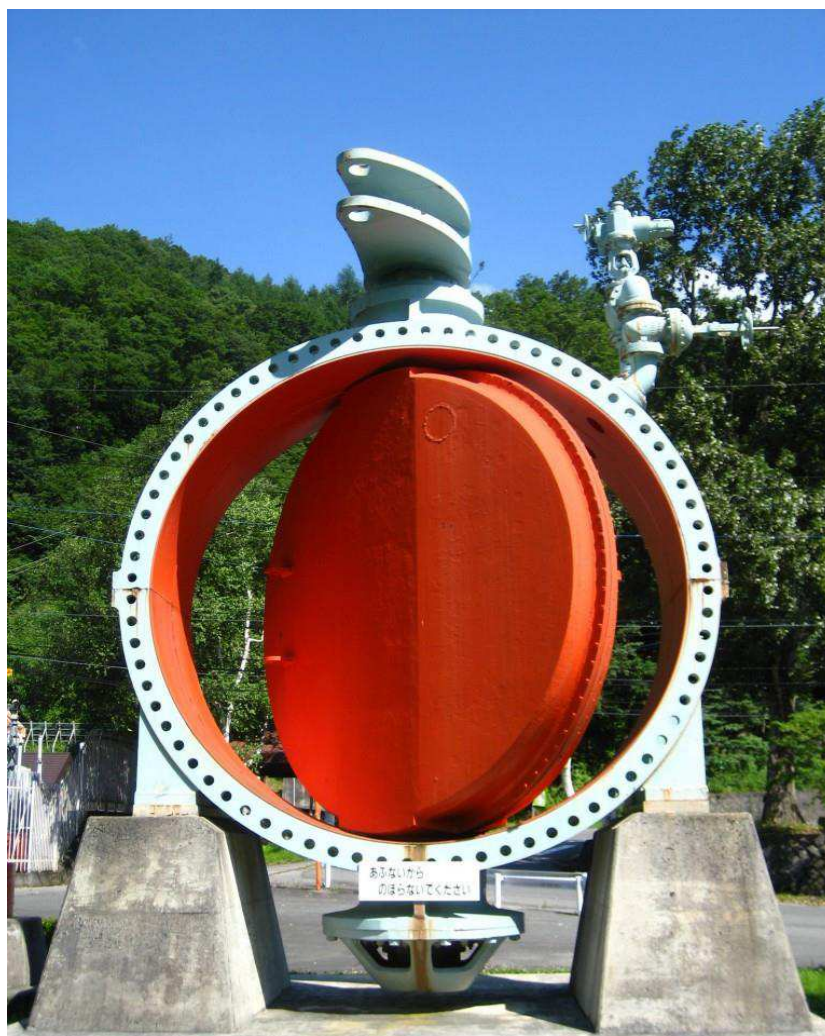


Рисунок 8.2 - Дискосый затвор

**Шаровые затворы.** Эти затворы в гидроэнергетике применяются обычно на статические напоры свыше 200 м и устанавливаются перед спиральной камерой турбины. В России такие затворы установлены на Баксанской, Гизельдонской, Зеленчукской ГЭС. Пример представлен на рисунке 8.3.



Рисунок 8.3 - Шаровой затвор

Проектируемая Андийская ГЭС представляет собой гидроэлектростанцию руслового типа с приплотинным расположением здания ГЭС. Водоводы проектируемой имеют порог водозабора на отметке 907, верхняя кромка на отметке 911,4. Турбинный водовод предназначен для пропуска максимального расхода воды при расчетных значениях напора и мощности.

По требованиям ГОСТ 22373-82 для такой конфигурации водоводов не требуется установка предтурбинного затвора непосредственно перед спиральной камерой. Таким образом, состав затворов определен следующим: ремонтный плоский скользящий затвор, обслуживаемый козловым краном, аварийно-ремонтный плоский скользящий затвор с гидроприводом и плоский скользящий затвор в отсасывающей трубе.

Ниже представлен расчет конструкции АРЗ и его привода, так как он, из рассматриваемых, является наиболее ответственным и интересным.

### 8.3 Расчет параметров затвора и привода

#### 8.3.1 Расчет параметров затвора

Размер перекрываемого отверстия водовода: 3,13 м

Необходимые размеры АРЗ:  $l = h = 3,63$  м

Необходимые размеры хода штока привода:  $S=3,75$  м

Равнодействующая гидростатического давления:

$$F_w = 0,5\gamma_w(H - h_w)h_w l_w; \quad (8.1)$$

$$F_w = 0,5 \cdot 10 \cdot (6,25 - 3,33) \cdot 3,33^2 = 101,46 \text{ кН}$$

где,  $H = 6,25$  – глубина воды (напор) над порогом в верхнем бьефе  
 $h_w = l_w = l_0 + 0,2 = 3,13 + 0,2 = 3,33$  м – нагруженный пролет  
 $l_0 = 3,13$  м – размер отверстия в свету  
 $\gamma_w$  — удельный вес воды  $10 \text{ кН/м}^3$

При этом положение равнодействующей (рис. 8.4):

$$z = \frac{h_w}{3} \left( \frac{p_{w1} + 2p_{w2}}{p_{w1} + p_{w2}} \right) = \frac{3,33}{3} \left( \frac{51,6 + 2 \cdot 20,3}{51,6 + 20,3} \right) = 1,43 \text{ м}; \quad (8.2)$$

$$p_w = \gamma_w H_z; \quad (8.3)$$

$$p_{w1} = 10 \cdot 6,25 = 51,6 \text{ Н/м}^2; \quad p_{w2} = 10 \cdot 3,12 = 20,3 \text{ Н/м}^2$$

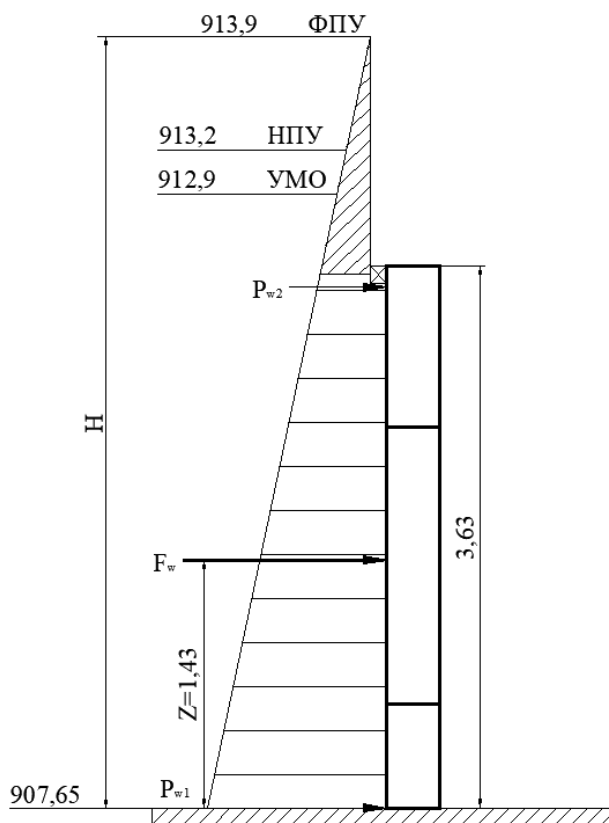


Рисунок 8.4 - Эпюра гидростатического давления на затвор

Вес затвора:

$$Q_{fc} = Hl_0^2 - \text{условная нагрузка на затвор}; \quad (8.4)$$

$$Q_{fc} = 6,25 \cdot 3,13^2 = 61,23 \text{ Н/м}^2;$$

$Q_{fc}l_0 = 61,23 \cdot 3,13 = 191,65 \text{ Н/м}^2$  – величина для определения веса затвора на рисунке 8.5.

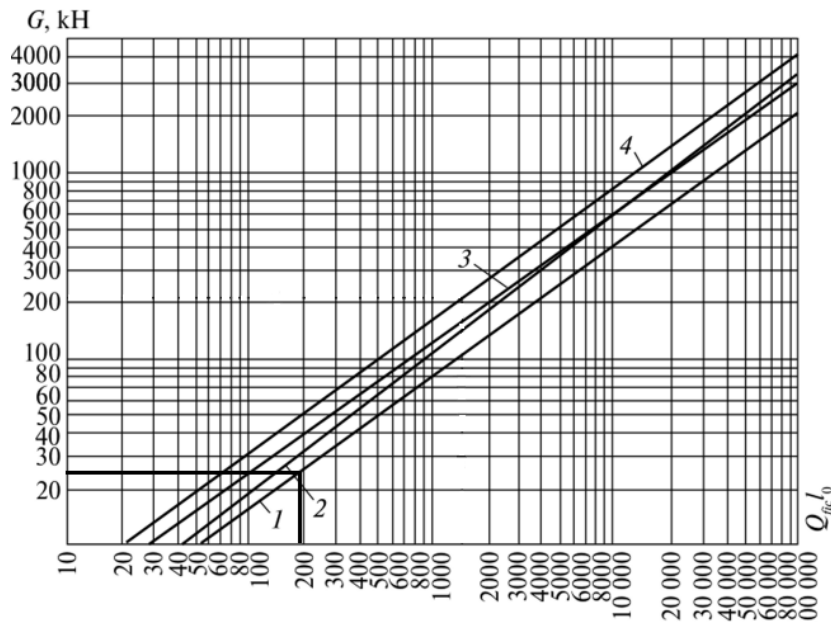


Рисунок 8.5 - График для определения веса плоских затворов

1 — скользящие погруженные; 2 — колесные погруженные; 3 — скользящие поверхностные; 4 — колесные поверхностные.

$$G = 25 \text{ кН} = 2550 \text{ кг}$$

Предельную гибкость сжатых и растянутых элементов продольных и поперечных связей затворов принимают  $= 150 \text{ мм}$ . Это вызвано возможной переменной направления усилия в элементах связей в процессе подъема и опускания затвора вследствие его скручивания.

Расчетный пролет плоского затвора — расстояние между осями опорно-ходовых частей

$$l_{\text{рп}} = l_0 + 2c = 3,13 + 2 \cdot 0,25 = 3,63 \text{ м}; \quad (8.5)$$

$c$  — расстояние от края бычка до оси опорно-ходовых частей ( $c$  должно обеспечить размещение в пазах неподвижных частей затвора, обычно  $c = 250 \dots 300 \text{ мм}$ ).

Конструирование и расчет элементов плоского затвора.

Расстояние  $a_2$  от нижней точки затвора до оси нижнего ригеля должно обеспечивать размещение опорно-ходовых частей. При конструировании поперечного сечения затвора этим размером обычно задаются исходя из типа опорных частей. Для скользящих опор — это расстояние равно  $0,5 \dots 0,6 \text{ м}$ , для колесных опор —  $0,6 \dots 1,2 \text{ м}$ . Принимаем  $a_2 = 0,6 \text{ м}$

Расстояние между ригелями  $a = 2(z - a_2) = 2(1,43 - 0,6) = 1,66 \text{ м}$

По конструктивным соображениям ширину ригеля не рекомендуется принимать меньше  $180 \text{ мм}$  или  $h/10$ .  $\frac{h}{10} = 0,363 \text{ м}$ .

### 8.3.2 Расчет гидроцилиндра

Приближенный расчет основных параметров силового гидроцилиндра  
Диаметр силового гидроцилиндра (без учета потерь давления на преодоление дополнительных нагрузок) определяют по формуле:

$$D = \sqrt{\frac{4F}{\pi P_p}}, \quad (8.6)$$

где  $F$  – полезная нагрузка, приведенная к штоку 25 кН;

$P_p$  – рабочее давление в цилиндре, принимаемое в зависимости от  $F$  (таблица 8.1).

Таблица 8.1 - Выбор рабочего давления в гидроцилиндре в зависимости от полезной нагрузки

Полезная нагрузка, приведенная к штоку гидроцилиндра, кН	Рабочее давление в цилиндре, МПа
$F \leq 10$	$P \leq 5$ МПа
при $F = 12 \dots 30$	$P = 6 \div 7$ МПа
при $F = 30 \dots 60$	$P = 8 \div 10$ МПа
$F = 60 \dots 100$	$P = 12 \div 15$ МПа
$> 100$	$P = 16 \div 20$ МПа

Рабочее давление выбирается по таблице 2 и принимается в соответствии с ГОСТ 12445-80 (СТ СЭВ 518-77) (таблица 8.2).

Таблица 8.2 - Стандартный ряд номинальных значений давления в гидроприводах

0,1	0,16	0,25	0,4	0,63
1,0	1,6	2,5	4,0	6,3
10	12,5	16	20	25
32	40	50	63	80
100	125	160	200	250

Принимаем  $P_p = 6,3$  МПа.

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot 25 \cdot 10^3}{3,14 \cdot 6,3 \cdot 10^6}} = 0,071 \text{ м} = 71,09 \text{ мм};$$

Из стандартного ряда в соответствии с ГОСТ 6540-68, принимаем  $D = 80$  мм

Диаметр штока  $d$  определяется в зависимости от величины хода поршня  $S$ . Рекомендуется принимать:

$$\text{при } P_p \leq (6,3 \dots 10) \text{ МПа} \quad d = 0,5D.$$

$$d = 0,5 \cdot D = 0,5 \cdot 80 = 40 \text{ мм}; \quad (8.7)$$

Из стандартного ряда в соответствии с ГОСТ 6540-68, принимаем  $d = 40$  мм.

Уточненный расчет основных параметров гидроцилиндра

Считая принятое рабочее давление исходным параметром, можно уточнить диаметр силового гидроцилиндра. Для этого необходимо учесть названные выше дополнительные нагрузки.

Полезные и дополнительные нагрузки определяют величину усилия, развиваемого гидроцилиндром,  $F'$ . Усилие, развиваемое гидроцилиндром, равно сумме нагрузок – статической  $F_C$  и динамической  $F_D$ .

$$F' = F_C + F_D, \quad (8.8)$$

Статическая нагрузка определяется при установившемся движении поршня по формуле

$$F_C = F + F_{\text{тр}} + F_{\text{пр}}, \quad (8.9)$$

где  $F$  – полезная нагрузка, приведенная к штоку поршня;

$F_{\text{тр}}$  – сила трения в конструктивных элементах;

$F_{\text{пр}}$  – сила противодействия.

#### Силы трения в конструктивных элементах гидроцилиндра.

Важными элементами конструкции гидропривода являются уплотнительные устройства, обеспечивающие герметичность в подвижных и неподвижных соединениях гидравлических машин. От типа применяемых уплотнений зависит конструкция поршней гидродвигателей (гидроцилиндров, гидромоторов), их параметры, а также величина рабочего давления.

Сила трения определяется по формуле

$$\tau_{\text{MV}} = \pi d l k, \quad (8.10)$$

где  $d$  – диаметр уплотняемого соединения;

$k$  – удельная сила трения, равная 0,22 МПа;

$l$  – ширина уплотнения, равная 10 мм.

Количество манжет в пакете принимается в зависимости от рабочего давления приводится в таблице 8.3.

Таблица 8.3 - Количество манжет в пакете

Диаметр, мм	Рабочее давление, МПа				
	До 3	до 6	до 10	до 20	до 35
До 50	2	3	4	5	6
50 – 100	3	4	5	6	7
100 – 300	3	4	5	6	7

Принимаем количество манжет в пакете, равное – 5 шт.

$$\tau_{MV} = 3,14 \cdot 0,04 \cdot 0,01 \cdot 0,22 \cdot 10^6 = 0,276 \text{ кН.}$$

Так как  $\tau_{MV}$  трение в одной манжеты, а в пакете 5 манжет, значит:

$$\tau = \tau_{MV} \cdot 5 = 0,276 \cdot 5 = 1,38 \text{ кН;} \quad (8.11)$$

Суммарная сила трения  $F_{тр}$  определяется на штоке и поршне, то есть

$$F_{тр} = \tau \cdot 2 = 1,38 \cdot 2 = 2,76 \text{ кН;} \quad (8.12)$$

Определение силы противодействия

Для получения более равномерной скорости движения поршня на сливной линии из гидроцилиндра создается противодействие, сила которого обозначается  $F_{пр}$ . Обычно противодействие создается путем дросселирования рабочей жидкости.

В машинах и станках, где рабочий орган расположен вертикально либо горизонтально и не уравновешен контргрузом, величина противодействия определяется весом подвижных частей головки и гидроцилиндра, поршня и т.д. и должна быть на 0,2...0,3 МПа больше величины  $\frac{G}{\Omega}$ , т.е.

$$P_{пр} = (0,2 \dots 0,3) \cdot 10^6 + \frac{G}{\Omega} \quad (8.13)$$

где  $G$  – вес подвижных частей (определяется по графику, представленному на рисунке 8.6), Н;

$\Omega$  – площадь сечения штоковой части гидроцилиндра,  $\text{м}^2$ .

$$\Omega = \Omega_{п} - \Omega_{шт} \quad (8.14)$$

где  $\Omega_{п}$  – площадь поршневой части,  $\text{м}^2$ ;

$\Omega_{шт}$  – площадь штока,  $\text{м}^2$ .

$$\Omega_{п} = \frac{\pi D^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,08^2}{4} = 0,005 \text{ м}^2, \quad (8.15)$$

$$\Omega_{шт} = \frac{\pi D^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,04^2}{4} = 0,001 \text{ м}^2, \quad (8.16)$$

$$\Omega = 0,005 - 0,001 = 0,004 \text{ м}^2.$$



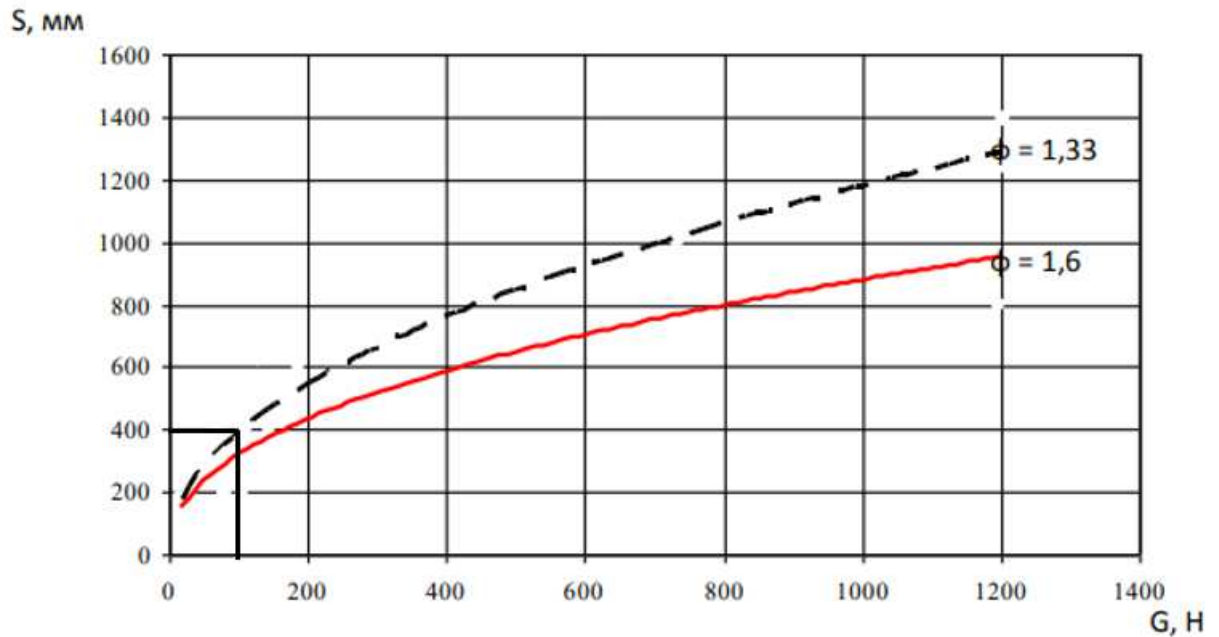


Рисунок 8.6 - График для определения веса подвижных частей гидроцилиндра

$$\varphi = \frac{D^2}{D^2 - d^2} = \frac{80^2}{80^2 - 40^2} = 1,33; \quad (8.17)$$

При ходе штока  $S = 3750$  мм, данный график не рассчитан на такие значения, поэтому интерполяцией определяем, что  $G \approx 4900$  Н  $\approx 500$  кг.

$$P_{\text{пр}} = 0,25 \cdot 10^6 + \frac{4900}{0,004} = 1475 \text{ кН.}$$

Найдем силу противодействия  $F_{\text{пр}}$

$$F_{\text{пр}} = P_{\text{пр}} \Omega$$

$$F_{\text{пр}} = 1475000 \cdot 0,004 = 5,9 \text{ кН.} \quad (8.18)$$

Динамическая сила

Динамическую силу  $F_{\text{д}}$ , возникающую при разгоне и торможении, можно приближенно определить, пользуясь теоремой о количестве движения и импульсе сил:

$$F_{\text{д}} \Delta t = M_{\text{пр}}(v_2 - v_1) \quad (8.19)$$

где  $\Delta t$  – время ускорения или замедления движения; принимается обычно равным 0,01...0,5 с, причем меньшие значения относятся к легким



механизмам и малым скоростям движения, а большие – к высоким скоростям и тяжелым механизмам, принимаем  $\Delta t = 0,2$  с;

$v_2, v_1$  – максимальная и минимальная скорости перемещения поршня. Скорость движения поршня в гидроприводах подъемных машин обычно не превышает  $0,05 \dots 0,5$  м/с, принимаем  $v_2 = 0,35$  м/с,  $v_1 = 0,25$  м/с;

$M_{пр}$  – приведенная к поршню силового гидроцилиндра масса, включающая в себя массы частей, подключенных к поршню, принимаем  $M_{пр} = 500 + 2550 = 3050$  кг.

$$F_D = M_{пр} \cdot \frac{\Delta v}{\Delta t} \quad (8.20)$$

$$F_D = 3050 \cdot \frac{0,1}{0,2} = 1,525 \text{ кН.}$$

Таким образом, могут быть определены дополнительные нагрузки, возникающие в результате действия сил трения в уплотнениях гидроцилиндра и сил противодействия.

$$F_C = 25 + 2,76 + 5,9 = 33,66 \text{ кН.}$$

$$F' = 33,66 + 1,525 = 35,185 \text{ кН.}$$

По вычисленному усилию  $F'$  и принятому рабочему давлению  $P_p$  уточняют диаметр силового гидроцилиндра:

$$D = \sqrt{\frac{4F'}{\pi P_p}}$$

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot 35,185 \cdot 10^3}{3,14 \cdot 6,3 \cdot 10^6}} = 0,084 \text{ м.}$$

Из стандартного ряда в соответствии с ГОСТ 6540-68, принимаем  $D = 90$  мм.

$$d = 0,5 \cdot D = 0,5 \cdot 90 = 45 \text{ мм}$$

Из стандартного ряда в соответствии с ГОСТ 6540-68, принимаем  $d = 45$  мм.

#### 8.4 Выбор рабочей жидкости

Для выбора рабочей жидкости и гидроагрегатов необходимо знать граничные температуры окружающего воздуха, которые зависят от

климатической зоны эксплуатации гидропривода. Граничными температурами можно задаваться на основе следующих рекомендаций:

Крайний Север и Якутия	от - 50 до + 30 °С;
Западная и Восточная Сибирь	от - 40 до + 30 °С;
Северный Кавказ, восточный Кавказ	от - 20 до + 55 °С.

Нижний предел температур рабочих жидкостей определяется минимальной температурой той климатической зоны, где работает машина.

Верхний предел зависит от максимальной температуры окружающей среды.

Так как проектируемый гидроцилиндр объемного гидропривода будет работать на северном Кавказе, тогда нижний предел будет равен = -20 °С, а верхний предел равен = +55°С.

Выбираем рабочую жидкость – масло марки «Веретенное АУ (ГОСТ 1642-75)», работающее при температуре от -30 до +60 °С.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проектируемая Андийская ГЭС в республике Дагестан будет являться стратегией социально-экономического развития края. Так как край обладает большим количеством запасов ценных минералов. В перспективе края предусмотрено развитие химической промышленности, машиностроения, нефтяной и нефтеперерабатывающей промышленности и инфраструктуры. Источником энергии, которых будет проектируемая ГЭС.

В проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры Андийской ГЭС на реке Андийское Койсу.

В ходе водно-энергетических расчетов была рассчитана установленная мощность, и среднеголетняя выработка. Было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГЭС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

В рамках спец. вопроса рассчитаны необходимые параметры аварийно-ремонтного затвора. Так же рассчитан гидропривод необходимый для обслуживания этого затвора.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Использование водной энергии: учебное пособие в задачах и упражнениях. Ч. 1. Водно-энергетические расчеты режимов ГЭС /сост. Ю.А. Секретарев, А.А. Жданович, Е.Ю. Затеева, С.В. Митрофанов. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2014
2. Выбор параметров ГЭС. А.Ю Александровский, Е.Ю Затеева, Б.И. Синаев. СШФ КГТУ, Саяногорск, 2005
3. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/ Сост. А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затеева, Б.И. Силаев; СШФ КГТУ. -Саяногорск, 2005.114с.
4. Брызгалов В. И. Гидроэлектростанции: учебное пособие/ В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. Красноярск: ИПЦ КГТУ. 2002.
5. Алюнов, А.Н. Онлайн Электрик: Интерактивные расчеты систем электроснабжения [Электронный ресурс] / А.Н. Алюнов. - Режим доступа: <https://online-electric.ru>.
6. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: В 2т./Под ред. Ю.С. Василева, Д.С. Щавелева. – Т.2. Энергоатомиздат,1990. 366с.
7. Ковалев, Н.Н. Проектирование гидротурбин: учеб. пособие / Н.Н. Ковалев. – Л.: Машиностроение, 1974. – 279 с.
8. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для Курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов - 4-е изд., перераб, и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.
9. СТО 17230282.27.140.022-2008: Здания ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования. Разработан НП «Гидроэнергетика России», ОАО «Инженерный центр ЕЭС». Принят и введен в действие: приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 30.06.2008 №324
10. Щавелев Д.С Гидроэнергетические установки (гидроэлектростанции, насосные станции и гидроаккумулирующие электростанции): справочное пособие / Д.С Щавелев. – Л.: Энергоиздат,1981., Издание 2-е. – 520с.
11. Гидроэлектростанции: Учебное пособие/ В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2002. 541 с.
12. Справочник гидроэлектростанций России: Справочное пособие/ Под ред. В.Д. Новоженин. Типография АО «Институт Гидропроект», 1998. 467с.
13. Морозов, А.А. Турбинное оборудование гидроэлектростанций: руководство для проектирования / Под общ. ред. д-ра техн. наук проф. А. А. Морозова; М-во электростанций СССР. Всесоюз. ин-т "Гидроэнергопроект" – Москва; Ленинград: Госэнергоиздат, 1958. – 519 с.
14. СТО 17230282.27.140.022-2008 «Здания ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования» - Дата введения: .01.10.2008 Разработан НП:

«Гидроэнергетика России», ОАО «Инженерный центр ЕЭС». Принят и введен в действие: приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 30.06.2008 №324

15. Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9)

16. РТМ 108.122.102-76. Руководящий технический материал. Направляющий аппарат вертикальных поворотнлопастных и радиально-осевых гидротурбин. Кинематика механизма поворота направляющих лопаток. Типы. 1983г. Разраб. Производством объединением турбостроения «Ленинградский Металлический завод». Главный инженер объединения А.П. Огурцов. Согласован с Гидропроектом им. С.Я. Жука.

17. Затева Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затева, Б. И. Силаев. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.

18. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций : учебное пособие по курсу "Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций" по направлению "Электроэнергетика" / Л. Н. Дудченко ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Издательский дом МЭИ, 2011.

19. Часть вторая Налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000 г. N 117-ФЗ // Собр. Законодательства Рос. Федерации. – 2000.

20. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

21. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии пред ТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20

22. Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.».

23. СТО РусГидро 01.01.78-2012. Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. Разработан: Некоммерческим партнером «Гидроэнергетика России», Ассоциацией «Гидропроект». Утвержден и введен в действие: Приказом ОАО «РусГидро» от 30.07.2012 №665.

24. Земельный кодекс Российской Федерации: офиц. текст. – Москва: Маркетинг, 2008. – 55 с. 34.

25. Водный кодекс Российской Федерации: офиц. текст. – Москва: Маркетинг, 2008. – 42 с. 35.

26. Лесной кодекс Российской Федерации: офиц. текст. – Москва: Маркетинг, 2008. – 45 с.

27. О безопасности гидротехнических сооружений [Электронный ресурс]: федер.закон от 23.12.2003 N 186-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

28. ГОСТ 6540-68 (СТ СЭВ 3936-82). Взамен ГОСТ 6540—64 ОКП 41 5120, 41 4300. Постановлением Комитета стандартов, мер и измерительных приборов при Совете Министров СССР от 20 ноября 1968 г. № 135 срок введения установлен. с 01.07.69. Настоящий стандарт распространяется на поршневые и плунжерные гидро- и пневмоцилиндры общего назначения.

29. ГОСТ 6636-69. Дата введения 01.01.70. 1. Настоящий стандарт устанавливает ряды нормальных линейных размеров в диапазоне от 0,001 до 100000 мм, предназначенные для применения в машиностроении и рекомендуемые для использования в других отраслях промышленности.

30. В.М. Орго Основы конструирования и расчета на прочность гидротурбины. Редактор инж. И.И. Шпиро. Ленинград «МАШИНОСТРОЕНИЕ» Ленинградское отделение 1978.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Результаты сработок

Суточный график и интегральная кривая нагрузки РДУ Юга на 19.01.2018 на рисунке А.1

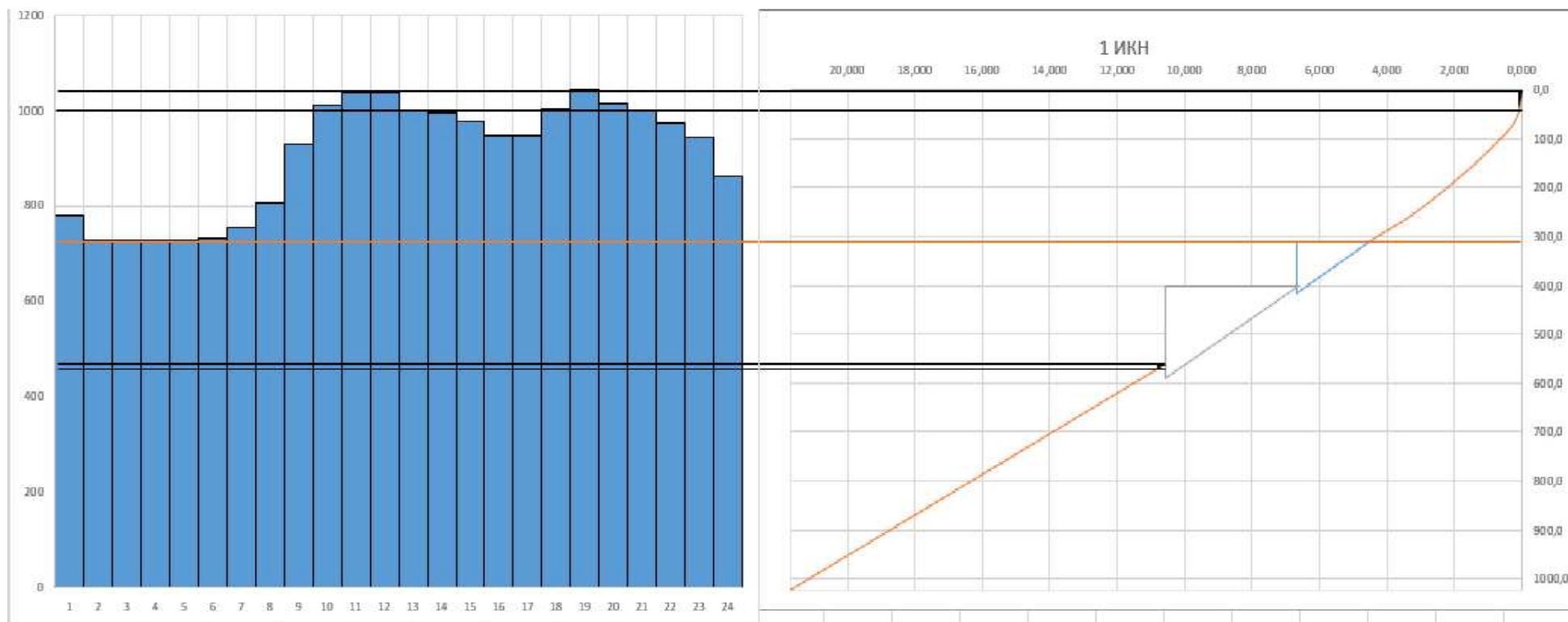


Рисунок А.1 – Суточный график и интегральная кривая нагрузки РДУ Юга на 19.01.2018

Продолжение приложения А.

Результаты сработки для Января 19.01.2018 в таблице А.1.

Таблица А.1 – Результаты сработки для Января 19.01.2018

Часы	$Q_{\text{ПОЛ}}$	$Q_{\text{НБ}}$	$Q_{\text{СП}}$	$Q_{\text{ВДХР}}$	$Q_{\text{ХС}}$	$Q_{\text{ГЭС}}$	$V_{\text{НАЧ}}$	$dV$	$V_{\text{КОН}}$	$Z_{\text{ББ}}^{\text{НАЧ}}$	$Z_{\text{ББ}}^{\text{КОН}}$	$Z_{\text{ББ}}^{\text{СП}}$	$Z_{\text{НБ}}$	$H_{\text{ГЭС}}$	$N_{\text{ГЭС}}$
11	17	23	10	6	0	23	0,0480	0,0000215	0,047978	913,19	913,18	913	843	69,25	14
12	17	56	10	39	0	56	0,047978	0,0001406	0,047838	913,18	913,12	913	844	68,92	34
13	17	56	10	39	0	56	0,047838	0,0001408	0,047697	913,12	913,05	913	844	68,86	34
14	17	10	10	-7	0	10	0,047697	-0,0000256	0,047723	913,05	913,06	913	843	69,25	6
15	17	10	10	-7	0	10	0,047723	-0,0000256	0,047748	913,06	913,08	913	843	69,26	6
16	17	10	10	-7	0	10	0,047748	-0,0000256	0,047774	913,08	913,09	913	843	69,27	6
17	17	10	10	-7	0	10	0,047774	-0,0000256	0,047799	913,09	913,10	913	843	69,29	6
18	17	10	10	-7	0	10	0,047799	-0,0000256	0,047825	913,10	913,11	913	843	69,30	6
19	17	10	10	-7	0	10	0,047825	-0,0000256	0,047850	913,11	913,12	913	843	69,31	6
20	17	68	10	51	0	68	0,047850	0,0001827	0,047668	913,12	913,04	913	844	68,76	41
21	17	18	10	1	0	18	0,047668	0,0000039	0,047664	913,04	913,04	913	843	69,15	11
22	17	10	10	-7	0	10	0,047664	-0,0000256	0,047689	913,04	913,05	913	843	69,23	6
23	17	10	10	-7	0	10	0,047689	-0,0000256	0,047715	913,05	913,06	913	843	69,25	6
24/0	17	10	10	-7	0	10	0,047715	-0,0000256	0,047741	913,06	913,07	913	843	69,26	6
1	17	10	10	-7	0	10	0,047741	-0,0000256	0,047766	913,07	913,08	913	843	69,27	6
2	17	10	10	-7	0	10	0,047766	-0,0000256	0,047792	913,08	913,10	913	843	69,28	6
3	17	10	10	-7	0	10	0,047792	-0,0000256	0,047817	913,10	913,11	913	843	69,29	6
4	17	10	10	-7	0	10	0,047817	-0,0000256	0,047843	913,11	913,12	913	843	69,31	6
5	17	10	10	-7	0	10	0,047843	-0,0000256	0,047868	913,12	913,13	913	843	69,32	6
6	17	10	10	-7	0	10	0,047868	-0,0000256	0,047894	913,13	913,14	913	843	69,33	6
7	17	10	10	-7	0	10	0,047894	-0,0000256	0,047919	913,14	913,15	913	843	69,34	6
8	17	10	10	-7	0	10	0,047919	-0,0000256	0,047945	913,15	913,17	913	843	69,35	6
9	17	10	10	-7	0	10	0,047945	-0,0000256	0,047971	913,17	913,18	913	843	69,37	6
10	17	10	10	-7	0	10	0,047971	-0,0000256	0,0480	913,18	913,19	913	843	69,38	6



Продолжение приложения А.

Суточный график и интегральная кривая нагрузки РДУ Юга на 19.02.2018 на рисунке А.2.

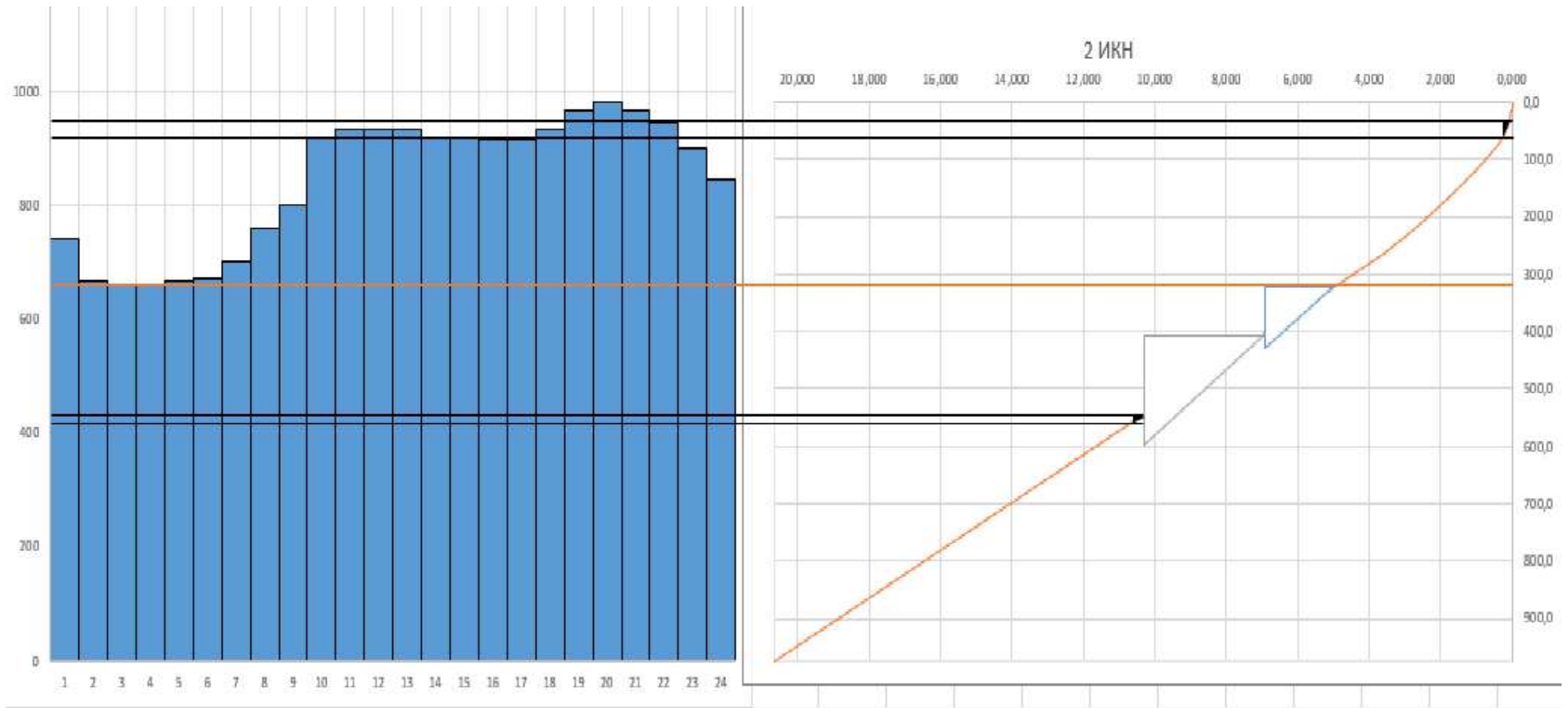


Рисунок А.2 – Суточный график и интегральная кривая нагрузки РДУ Юга на 19.02.2018

Продолжение приложения А.

Результаты сработки для Февраля 19.02.2018 в таблице А.2.

Таблица А.2 – Результаты сработки для Февраля 19.02.2018

Часы	$Q_{\text{ПОЛ}}$	$Q_{\text{НБ}}$	$Q_{\text{СП}}$	$Q_{\text{ВДХР}}$	$Q_{\text{ХС}}$	$Q_{\text{ГЭС}}$	$V_{\text{НАЧ}}$	$dV$	$V_{\text{КОН}}$	$Z_{\text{ББ}}^{\text{НАЧ}}$	$Z_{\text{ББ}}^{\text{КОН}}$	$Z_{\text{ББ}}^{\text{СП}}$	$Z_{\text{НБ}}$	$H_{\text{ГЭС}}$	$N_{\text{ГЭС}}$
18	27	37	15	10	0	37	0,0480	0,0000364	0,047964	913,19	913,17	913	843	69,11	23
19	27	66	15	39	0	66	0,047964	0,0001408	0,047823	913,17	913,11	913	844	68,84	40
20	27	66	15	39	0	66	0,047823	0,0001408	0,047682	913,11	913,04	913	844	68,77	40
21	27	66	15	39	0	66	0,047682	0,0001408	0,047541	913,04	912,98	913	844	68,71	40
22	27	58	15	31	0	58	0,047541	0,0001123	0,047429	912,98	912,92	913	844	68,71	35
23	27	15	15	-12	0	15	0,047429	-0,0000421	0,047471	912,92	912,94	913	843	69,07	9
24/0	27	15	15	-12	0	15	0,047471	-0,0000421	0,047513	912,94	912,96	913	843	69,09	9
1	27	15	15	-12	0	15	0,047513	-0,0000421	0,047555	912,96	912,98	913	843	69,11	9
2	27	15	15	-12	0	15	0,047555	-0,0000421	0,047598	912,98	913,00	913	843	69,13	9
3	27	15	15	-12	0	15	0,047598	-0,0000421	0,047640	913,00	913,02	913	843	69,15	9
4	27	15	15	-12	0	15	0,047640	-0,0000421	0,047682	913,02	913,04	913	843	69,17	9
5	27	15	15	-12	0	15	0,047682	-0,0000421	0,047724	913,04	913,06	913	843	69,19	9
6	27	15	15	-12	0	15	0,047724	-0,0000421	0,047766	913,06	913,08	913	843	69,21	9
7	27	15	15	-12	0	15	0,047766	-0,0000421	0,047808	913,08	913,10	913	843	69,23	9
8	27	15	15	-12	0	15	0,047808	-0,0000421	0,047850	913,10	913,12	913	843	69,25	9
9	27	15	15	-12	0	15	0,047850	-0,0000421	0,047892	913,12	913,14	913	843	69,27	9
10	27	15	15	-12	0	15	0,047892	-0,0000421	0,047934	913,14	913,16	913	843	69,29	9
11	27	35	15	8	0	35	0,047934	0,0000295	0,047905	913,16	913,15	913	843	69,10	21
12	27	39	15	12	0	39	0,047905	0,0000439	0,047861	913,15	913,13	913	843	69,05	24
13	27	35	15	8	0	35	0,047861	0,0000295	0,047832	913,13	913,11	913	843	69,07	21
14	27	15	15	-12	0	15	0,047832	-0,0000421	0,047874	913,11	913,13	913	843	69,26	9
15	27	15	15	-12	0	15	0,047874	-0,0000421	0,047916	913,13	913,15	913	843	69,28	9
16	27	15	15	-12	0	15	0,047916	-0,0000421	0,047958	913,15	913,17	913	843	69,30	9
17	27	15	15	-12	0	15	0,047958	-0,0000421	0,0480	913,17	913,19	913	843	69,32	9

Продолжение приложения А.

Суточный график и интегральная кривая нагрузки РДУ Юга на 19.03.2018 на рисунке А.3.

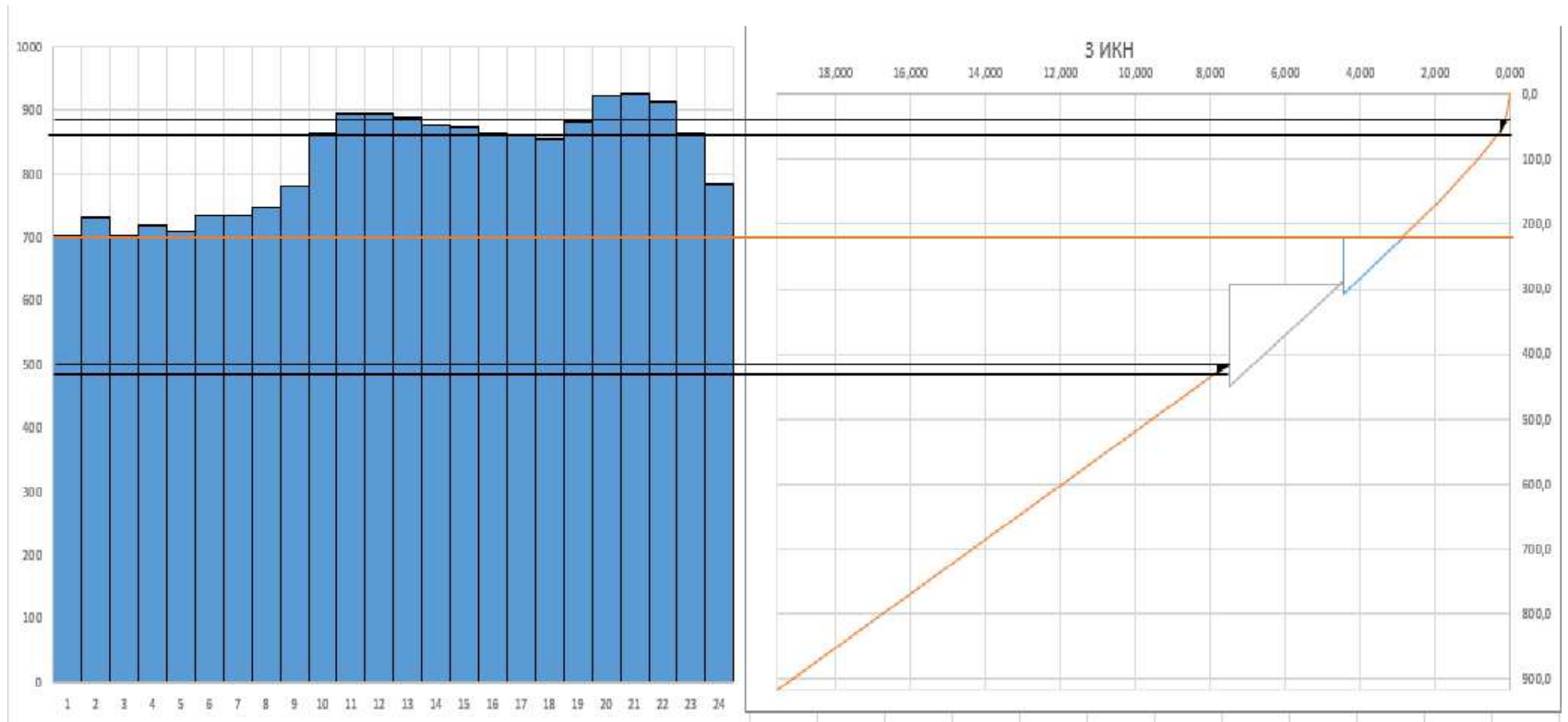


Рисунок А.3 – Суточный график и интегральная кривая нагрузки РДУ Юга на 19.03.2018

Продолжение приложения А.

Результаты сработки для Марта 19.03.2018 в таблице А.3.

Таблица А.3 – Результаты сработки для Марта 19.03.2018

Часы	$Q_{\text{ПОЛ}}$	$Q_{\text{НБ}}$	$Q_{\text{СП}}$	$Q_{\text{ВДХР}}$	$Q_{\text{ХС}}$	$Q_{\text{ГЭС}}$	$V_{\text{НАЧ}}$	$dV$	$V_{\text{КОН}}$	$Z_{\text{ББ}}^{\text{НАЧ}}$	$Z_{\text{ББ}}^{\text{КОН}}$	$Z_{\text{ББ}}^{\text{СР}}$	$Z_{\text{НБ}}$	$H_{\text{ГЭС}}$	$N_{\text{ГЭС}}$
11	28	54	16	26	0	54	0,0480	0,0000950	0,047905	913,19	913,15	913	844	68,96	33
12	28	54	16	26	0	54	0,047905	0,0000950	0,047810	913,15	913,10	913	844	68,91	33
13	28	54	16	26	0	54	0,047810	0,0000950	0,047715	913,10	913,06	913	844	68,87	33
14	28	30	16	2	0	30	0,047715	0,0000058	0,047709	913,06	913,06	913	843	69,06	18
15	28	28	16	0	0	28	0,047709	-0,0000007	0,047710	913,06	913,06	913	843	69,07	17
16	28	17	16	-12	0	17	0,047710	-0,0000414	0,047751	913,06	913,08	913	843	69,19	10
17	28	17	16	-12	0	17	0,047751	-0,0000414	0,047793	913,08	913,10	913	843	69,21	10
18	28	17	16	-12	0	17	0,047793	-0,0000414	0,047834	913,10	913,12	913	843	69,23	10
19	28	41	16	13	0	41	0,047834	0,0000482	0,047786	913,12	913,09	913	843	69,00	25
20	28	54	16	26	0	54	0,047786	0,0000950	0,047691	913,09	913,05	913	844	68,86	33
21	28	54	16	26	0	54	0,047691	0,0000950	0,047596	913,05	913,00	913	844	68,81	33
22	28	54	16	26	0	54	0,047596	0,0000950	0,047501	913,00	912,96	913	844	68,77	33
23	28	17	16	-12	0	17	0,047501	-0,0000414	0,047542	912,96	912,98	913	843	69,09	10
24/0	28	17	16	-12	0	17	0,047542	-0,0000414	0,047583	912,98	913,00	913	843	69,11	10
1	28	17	16	-12	0	17	0,047583	-0,0000414	0,047625	913,00	913,02	913	843	69,13	10
2	28	17	16	-12	0	17	0,047625	-0,0000414	0,047666	913,02	913,04	913	843	69,15	10
3	28	17	16	-12	0	17	0,047666	-0,0000414	0,047708	913,04	913,06	913	843	69,17	10
4	28	16	16	-12	0	16	0,047708	-0,0000418	0,047749	913,06	913,08	913	843	69,19	10
5	28	16	16	-12	0	16	0,047749	-0,0000418	0,047791	913,08	913,10	913	843	69,21	10
6	28	16	16	-12	0	16	0,047791	-0,0000418	0,047833	913,10	913,11	913	843	69,23	10
7	28	16	16	-12	0	16	0,047833	-0,0000418	0,047875	913,11	913,13	913	843	69,25	10
8	28	16	16	-12	0	16	0,047875	-0,0000418	0,047916	913,13	913,15	913	843	69,27	10
9	28	16	16	-12	0	16	0,047916	-0,0000418	0,047958	913,15	913,17	913	843	69,29	10
10	28	16	16	-12	0	16	0,047958	-0,0000418	0,0480	913,17	913,19	913	843	69,31	10

Продолжение приложения А.

Суточный график и интегральная кривая нагрузки РДУ Юга на 19.04.2018 на рисунке А.4.

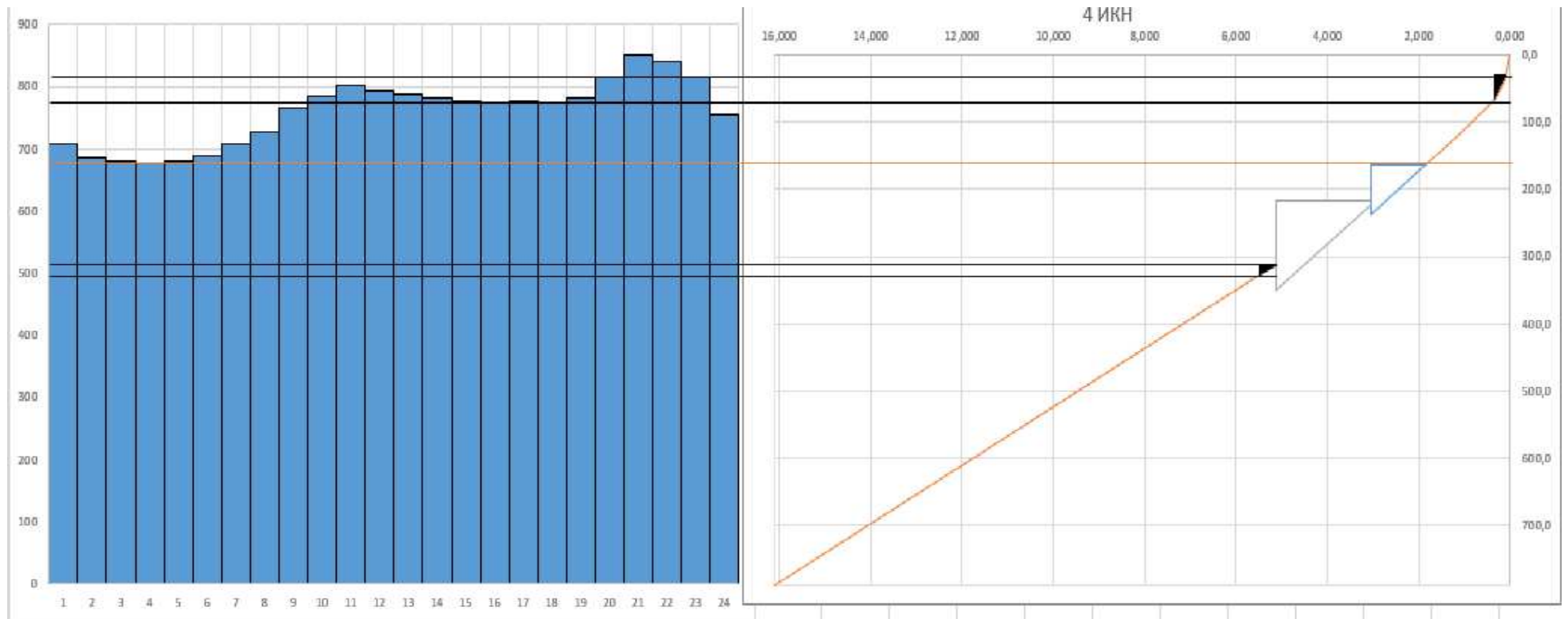


Рисунок А.4 – Суточный график и интегральная кривая нагрузки РДУ Юга на 19.04.2018

Продолжение приложения А.

Результаты сработки для Апреля 19.04.2018 в таблице А.4.

Таблица А.4 – Результаты сработки для Апреля 19.04.2018

Часы	$Q_{\text{ПОЛ}}$	$Q_{\text{НБ}}$	$Q_{\text{СП}}$	$Q_{\text{ВДХР}}$	$Q_{\text{ХС}}$	$Q_{\text{ГЭС}}$	$V_{\text{НАЧ}}$	$dV$	$V_{\text{КОН}}$	$Z_{\text{ББ}}^{\text{НАЧ}}$	$Z_{\text{ББ}}^{\text{КОН}}$	$Z_{\text{ББ}}^{\text{СР}}$	$Z_{\text{НБ}}$	$H_{\text{ГЭС}}$	$N_{\text{ГЭС}}$
19	41	41	23	0	16	25	0,0480	-0,0000013	0,048001	913,19	913,19	913	843	69,09	15
20	41	69	23	28	11	58	0,048001	0,0001000	0,047901	913,19	913,15	913	844	68,85	35
21	41	74	23	33	11	63	0,047901	0,0001181	0,047783	913,15	913,09	913	844	68,76	38
22	41	74	23	33	11	63	0,047783	0,0001181	0,047665	913,09	913,04	913	844	68,71	38
23	41	69	23	28	11	58	0,047665	0,0001004	0,047565	913,04	912,99	913	844	68,69	35
24/0	41	34	23	-7	11	23	0,047565	-0,0000251	0,047590	912,99	913,00	913	843	68,95	14
1	41	34	23	-7	11	23	0,047590	-0,0000251	0,047615	913,00	913,01	913	843	68,96	14
2	41	34	23	-7	11	23	0,047615	-0,0000251	0,047640	913,01	913,02	913	843	68,98	14
3	41	34	23	-7	11	23	0,047640	-0,0000251	0,047665	913,02	913,04	913	843	68,99	14
4	41	34	23	-7	11	23	0,047665	-0,0000251	0,047690	913,04	913,05	913	843	69,00	14
5	41	34	23	-7	11	23	0,047690	-0,0000251	0,047715	913,05	913,06	913	843	69,01	14
6	41	34	23	-7	11	23	0,047715	-0,0000251	0,047740	913,06	913,07	913	843	69,02	14
7	41	34	23	-7	11	23	0,047740	-0,0000251	0,047766	913,07	913,08	913	843	69,04	14
8	41	34	23	-7	11	23	0,047766	-0,0000251	0,047791	913,08	913,09	913	843	69,05	14
9	41	34	23	-7	11	23	0,047791	-0,0000251	0,047816	913,09	913,11	913	843	69,06	14
10	41	34	23	-7	11	23	0,047816	-0,0000251	0,047841	913,11	913,12	913	843	69,07	14
11	41	44	23	3	11	33	0,047841	0,0000106	0,047830	913,12	913,11	913	843	68,99	20
12	41	36	23	-5	11	25	0,047830	-0,0000191	0,047849	913,11	913,12	913	843	69,06	15
13	41	34	23	-7	11	23	0,047849	-0,0000251	0,047874	913,12	913,13	913	843	69,09	14
14	41	34	23	-7	11	23	0,047874	-0,0000251	0,047900	913,13	913,15	913	843	69,10	14
15	41	34	23	-7	11	23	0,047900	-0,0000251	0,047925	913,15	913,16	913	843	69,11	14
16	41	34	23	-7	11	23	0,047925	-0,0000251	0,047950	913,16	913,17	913	843	69,12	14
17	41	34	23	-7	11	23	0,047950	-0,0000251	0,047975	913,17	913,18	913	843	69,13	14
18	41	34	23	-7	11	23	0,047975	-0,0000251	0,0480	913,18	913,19	913	843	69,14	14

Продолжение приложения А.

Суточный график и интегральная кривая нагрузки РДУ Юга на 19.05.2018 на рисунке А.5.

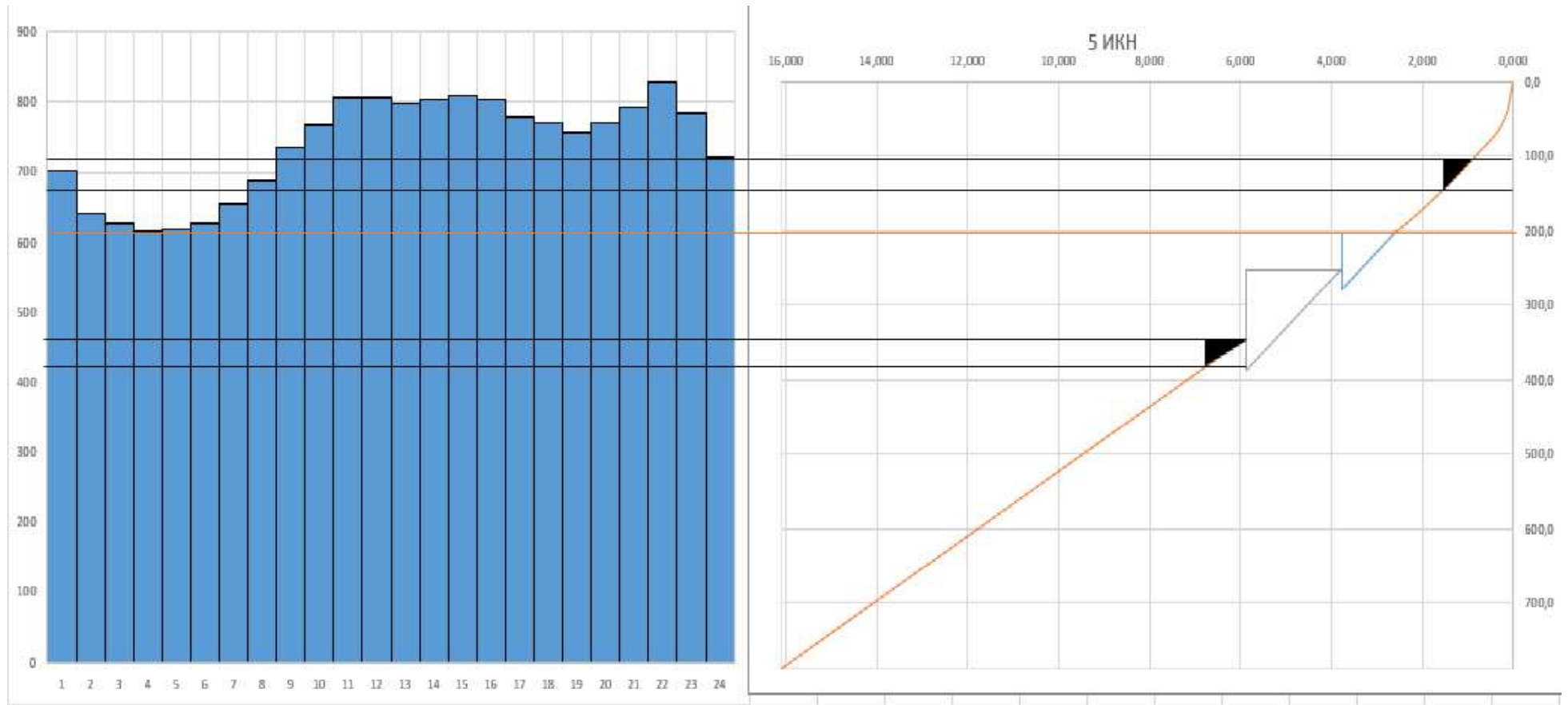


Рисунок А.5 – Суточный график и интегральная кривая нагрузки РДУ Юга на 18.05.2018

Продолжение приложения А.

Результаты сработки для Мая 19.05.2018 в таблице А.5.

Таблица А.5 – Результаты сработки для Мая 19.05.2018

часы	Qпол	Qнб	Qсп	Qвдхр	Qхс	Qгэс	V нач	dV	V кон	Z н вб	Z к вб	Z ср вб	Z нб	H гэс	N гэс
9	98	101	56	3	35	66	0,0480	0,0000108	0,047989	913,19	913,19	913	844	68,66	40
10	98	101	56	3	35	66	0,047989	0,0000108	0,047978	913,19	913,18	913	844	68,65	40
11	98	101	56	3	35	66	0,047978	0,0000108	0,047968	913,18	913,18	913	844	68,65	40
12	98	101	56	3	35	66	0,047968	0,0000108	0,047957	913,18	913,17	913	844	68,64	40
13	98	101	56	3	35	66	0,047957	0,0000108	0,047946	913,17	913,17	913	844	68,64	40
14	98	101	56	3	35	66	0,047946	0,0000108	0,047935	913,17	913,16	913	844	68,63	40
15	98	101	56	3	35	66	0,047935	0,0000108	0,047924	913,16	913,16	913	844	68,63	40
6	98	101	56	3	35	66	0,047924	0,0000108	0,047914	913,16	913,15	913	844	68,62	40
17	98	101	56	3	35	66	0,047914	0,0000108	0,047903	913,15	913,15	913	844	68,62	40
18	98	101	56	3	35	66	0,047903	0,0000108	0,047892	913,15	913,14	913	844	68,61	40
19	98	101	56	3	35	66	0,047892	0,0000108	0,047881	913,14	913,14	913	844	68,61	40
20	98	101	56	3	35	66	0,047881	0,0000108	0,047870	913,14	913,13	913	844	68,60	40
21	98	101	56	3	35	66	0,047870	0,0000108	0,047860	913,13	913,13	913	844	68,60	40
22	98	101	56	3	35	66	0,047860	0,0000108	0,047849	913,13	913,12	913	844	68,59	40
23	98	101	56	3	35	66	0,047849	0,0000108	0,047838	913,12	913,12	913	844	68,59	40
24/0	98	101	56	3	35	66	0,047838	0,0000108	0,047827	913,12	913,11	913	844	68,58	40
1	98	95	56	-3	35	60	0,047827	-0,0000125	0,047840	913,11	913,12	913	844	68,62	36
2	98	91	56	-7	35	56	0,047840	-0,0000247	0,047864	913,12	913,13	913	844	68,65	34
3	98	91	56	-7	35	56	0,047864	-0,0000247	0,047889	913,13	913,14	913	844	68,66	34
4	98	91	56	-7	35	56	0,047889	-0,0000247	0,047914	913,14	913,15	913	844	68,67	34
5	98	91	56	-7	35	56	0,047914	-0,0000247	0,047938	913,15	913,16	913	844	68,68	34
6	98	91	56	-7	35	56	0,047938	-0,0000247	0,047963	913,16	913,17	913	844	68,70	34
7	98	91	56	-7	35	56	0,047963	-0,0000247	0,047988	913,17	913,19	913	844	68,71	34
8	98	95	56	-3	35	60	0,047988	-0,0000124	0,0480	913,19	913,19	913	844	68,69	36



Продолжение приложения А.

Суточный график и интегральная кривая нагрузки РДУ Юга на 19.06.2018 на рисунке А.6.

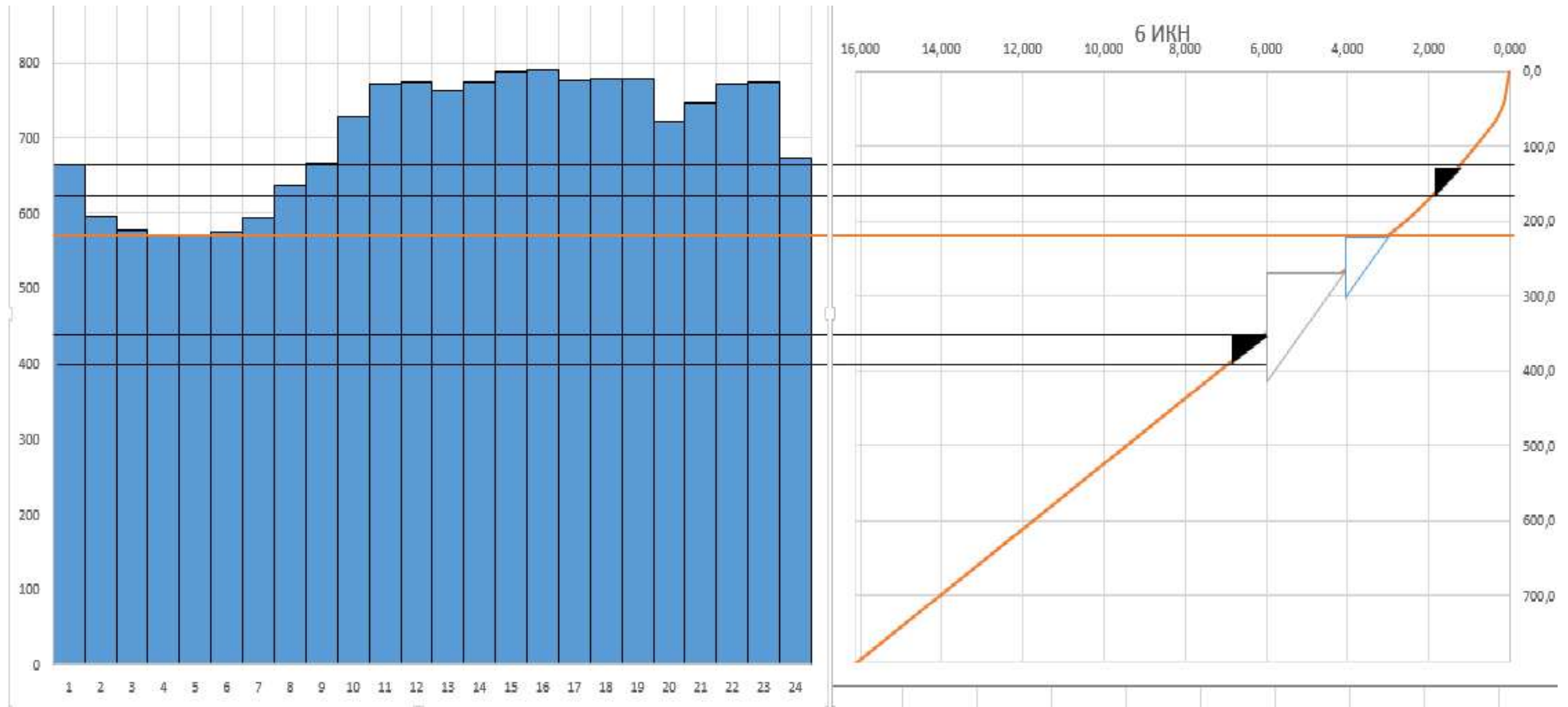


Рисунок А.6 – Суточный график и интегральная кривая нагрузки ОДУ Востока на 19.06.2018

Продолжение приложения А.

Результаты сработки для Июня 19.06.2018 в таблице А.6.

Таблица А.6 – Результаты сработки для Июня 19.06.2018

Часы	$Q_{\text{ПОЛ}}$	$Q_{\text{НБ}}$	$Q_{\text{СП}}$	$Q_{\text{ВДХР}}$	$Q_{\text{ХС}}$	$Q_{\text{ГЭС}}$	$V_{\text{НАЧ}}$	$dV$	$V_{\text{КОН}}$	$Z_{\text{ББ}}^{\text{НАЧ}}$	$Z_{\text{ББ}}^{\text{КОН}}$	$Z_{\text{ББ}}^{\text{СР}}$	$Z_{\text{НБ}}$	$H_{\text{ГЭС}}$	$N_{\text{ГЭС}}$
9	102	104	58	2	38	66	0,0480	0,0000054	0,047995	913,19	913,19	913	844	68,64	40
10	102	104	58	2	38	66	0,047995	0,0000054	0,047989	913,19	913,19	913	844	68,64	40
11	102	104	58	2	38	66	0,047989	0,0000054	0,047984	913,19	913,18	913	844	68,64	40
12	102	104	58	2	38	66	0,047984	0,0000054	0,047978	913,18	913,18	913	844	68,64	40
13	102	104	58	2	38	66	0,047978	0,0000054	0,047973	913,18	913,18	913	844	68,63	40
14	102	104	58	2	38	66	0,047973	0,0000054	0,047967	913,18	913,18	913	844	68,63	40
15	102	104	58	2	38	66	0,047967	0,0000054	0,047962	913,18	913,17	913	844	68,63	40
6	102	104	58	2	38	66	0,047962	0,0000054	0,047957	913,17	913,17	913	844	68,63	40
17	102	104	58	2	38	66	0,047957	0,0000054	0,047951	913,17	913,17	913	844	68,62	40
18	102	104	58	2	38	66	0,047951	0,0000054	0,047946	913,17	913,17	913	844	68,62	40
19	102	104	58	2	38	66	0,047946	0,0000054	0,047940	913,17	913,16	913	844	68,62	40
20	102	104	58	2	38	66	0,047940	0,0000054	0,047935	913,16	913,16	913	844	68,62	40
21	102	104	58	2	38	66	0,047935	0,0000054	0,047929	913,16	913,16	913	844	68,61	40
22	102	104	58	2	38	66	0,047929	0,0000054	0,047924	913,16	913,16	913	844	68,61	40
23	102	104	58	2	38	66	0,047924	0,0000054	0,047918	913,16	913,15	913	844	68,61	40
24/0	102	104	58	2	38	66	0,047918	0,0000054	0,047913	913,15	913,15	913	844	68,61	40
1	102	104	58	2	38	66	0,047913	0,0000054	0,047908	913,15	913,15	913	844	68,60	40
2	102	104	58	2	38	66	0,047908	0,0000054	0,047902	913,15	913,15	913	844	68,60	40
3	102	97	58	-5	38	59	0,047902	-0,0000187	0,047921	913,15	913,16	913	844	68,64	36
4	102	97	58	-5	38	59	0,047921	-0,0000187	0,047940	913,16	913,16	913	844	68,65	36
5	102	97	58	-5	38	59	0,047940	-0,0000187	0,047958	913,16	913,17	913	844	68,66	36
6	102	97	58	-5	38	59	0,047958	-0,0000187	0,047977	913,17	913,18	913	844	68,67	36
7	102	97	58	-5	38	59	0,047977	-0,0000187	0,047996	913,18	913,19	913	844	68,68	36
8	102	101	58	-1	38	63	0,047996	-0,0000043	0,0480	913,19	913,19	913	844	68,66	38

Продолжение приложения А.

Суточный график и интегральная кривая нагрузки РДУ Юга на 19.07.2018 на рисунке А.7.

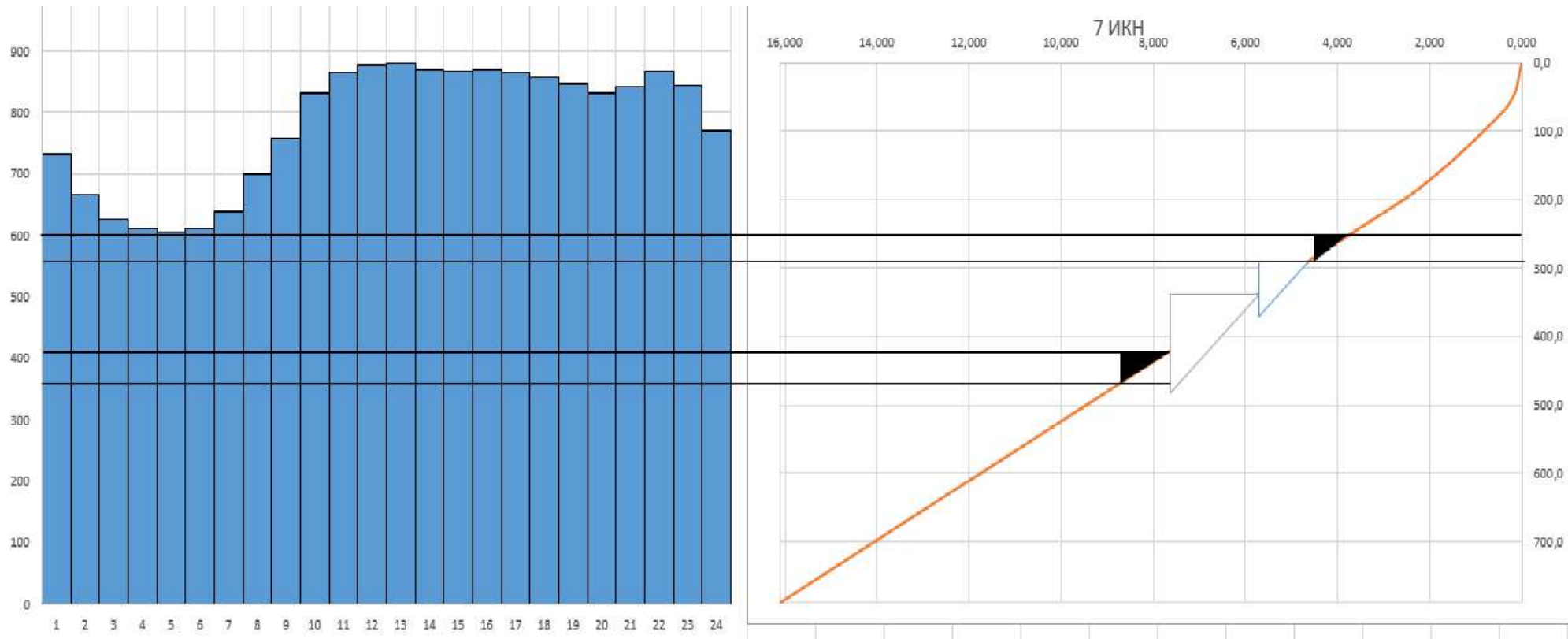


Рисунок А.7 – Суточный график и интегральная кривая нагрузки РДУ Юга на 19.07.2018

Продолжение приложения А.

Результаты сработки для Июля 19.07.2018 в таблице А.7.

Таблица А.7 – Результаты сработки для Июля 19.07.2018

Часы	$Q_{\text{ПОЛ}}$	$Q_{\text{НБ}}$	$Q_{\text{СП}}$	$Q_{\text{ВДХР}}$	$Q_{\text{ХС}}$	$Q_{\text{ГЭС}}$	$V_{\text{НАЧ}}$	$dV$	$V_{\text{КОН}}$	$Z_{\text{ББ}}^{\text{НАЧ}}$	$Z_{\text{ББ}}^{\text{КОН}}$	$Z_{\text{ББ}}^{\text{СП}}$	$Z_{\text{НБ}}$	$H_{\text{ГЭС}}$	$N_{\text{ГЭС}}$
0	117	117	67	0	49	68	0,0480	0,0000000	0,048000	913,19	913,19	913	844	68,57	41
1	117	117	67	0	49	68	0,048000	0,0000000	0,048000	913,19	913,19	913	844	68,57	41
2	117	117	67	0	49	68	0,048000	0,0000000	0,048000	913,19	913,19	913	844	68,57	41
3	117	117	67	0	49	68	0,048000	0,0000000	0,048000	913,19	913,19	913	844	68,57	41
4	117	117	67	0	49	68	0,048000	0,0000000	0,048000	913,19	913,19	913	844	68,57	41
5	117	117	67	0	49	68	0,048000	0,0000000	0,048000	913,19	913,19	913	844	68,57	41
6	117	117	67	0	49	68	0,048000	0,0000000	0,048000	913,19	913,19	913	844	68,57	41
7	117	117	67	0	49	68	0,048000	0,0000000	0,048000	913,19	913,19	913	844	68,57	41
8	117	117	67	0	49	68	0,048000	0,0000000	0,048000	913,19	913,19	913	844	68,57	41
9	117	117	67	0	49	68	0,048000	0,0000000	0,048000	913,19	913,19	913	844	68,57	41
10	117	117	67	0	49	68	0,048000	0,0000000	0,048000	913,19	913,19	913	844	68,57	41
11	117	117	67	0	49	68	0,048000	0,0000000	0,048000	913,19	913,19	913	844	68,57	41
12	117	117	67	0	49	68	0,048000	0,0000000	0,048000	913,19	913,19	913	844	68,57	41
13	117	117	67	0	49	68	0,048000	0,0000000	0,048000	913,19	913,19	913	844	68,57	41
14	117	117	67	0	49	68	0,048000	0,0000000	0,048000	913,19	913,19	913	844	68,57	41
15	117	117	67	0	49	68	0,048000	0,0000000	0,048000	913,19	913,19	913	844	68,57	41
16	117	117	67	0	49	68	0,048000	0,0000000	0,048000	913,19	913,19	913	844	68,57	41
17	117	117	67	0	49	68	0,048000	0,0000000	0,048000	913,19	913,19	913	844	68,57	41
18	117	117	67	0	49	68	0,048000	0,0000000	0,048000	913,19	913,19	913	844	68,57	41
19	117	117	67	0	49	68	0,048000	0,0000000	0,048000	913,19	913,19	913	844	68,57	41
20	117	117	67	0	49	68	0,048000	0,0000000	0,048000	913,19	913,19	913	844	68,57	41
21	117	117	67	0	49	68	0,048000	0,0000000	0,048000	913,19	913,19	913	844	68,57	41
22	117	117	67	0	49	68	0,048000	0,0000000	0,048000	913,19	913,19	913	844	68,57	41
23	117	117	67	0	49	68	0,048000	0,0000000	0,0480	913,19	913,19	913	844	68,57	41

Продолжение приложения А.

Суточный график и интегральная кривая нагрузки РДУ Юга на 19.08.2018 на рисунке А.8.

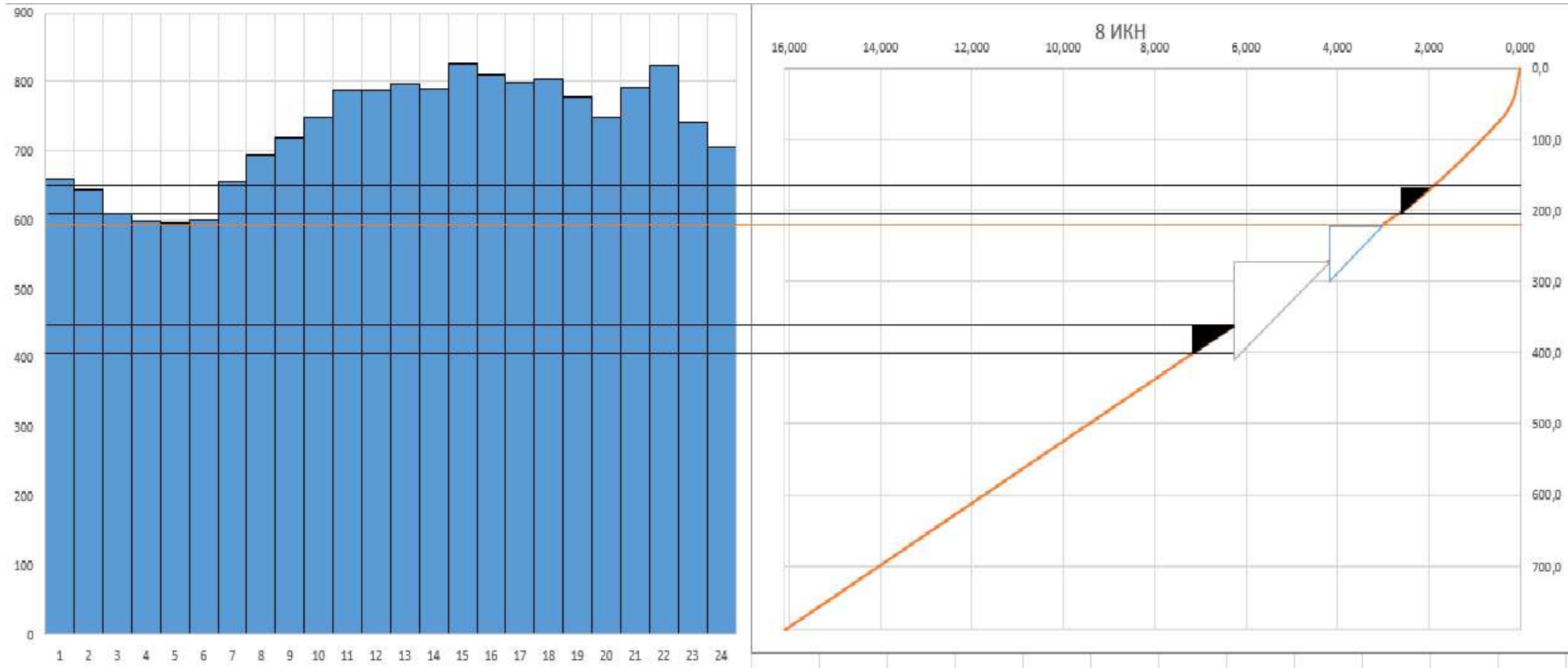


Рисунок А.8 – Суточный график и интегральная кривая нагрузки РДУ Юга на 20.08.2018

Продолжение приложения А.

Результаты сработки для Августа 19.08.2018 в таблице А.8.

Таблица А.8 – Результаты сработки для Августа 19.08.2018

Часы	$Q_{\text{ПОЛ}}$	$Q_{\text{НБ}}$	$Q_{\text{СП}}$	$Q_{\text{ВДХР}}$	$Q_{\text{ХС}}$	$Q_{\text{ГЭС}}$	$V_{\text{НАЧ}}$	$dV$	$V_{\text{КОН}}$	$Z_{\text{ББ}}^{\text{НАЧ}}$	$Z_{\text{ББ}}^{\text{КОН}}$	$Z_{\text{ББ}}^{\text{СР}}$	$Z_{\text{НБ}}$	$H_{\text{ГЭС}}$	$N_{\text{ГЭС}}$
7	110	111	63	1	43	68	0,0480	0,0000029	0,047997	913,19	913,19	913	844	68,60	41
8	110	111	63	1	43	68	0,047997	0,0000029	0,047994	913,19	913,19	913	844	68,60	41
9	110	111	63	1	43	68	0,047994	0,0000029	0,047991	913,19	913,19	913	844	68,60	41
10	110	111	63	1	43	68	0,047991	0,0000029	0,047988	913,19	913,19	913	844	68,60	41
11	110	111	63	1	43	68	0,047988	0,0000029	0,047985	913,19	913,18	913	844	68,60	41
12	110	111	63	1	43	68	0,047985	0,0000029	0,047982	913,18	913,18	913	844	68,60	41
13	110	111	63	1	43	68	0,047982	0,0000029	0,047979	913,18	913,18	913	844	68,60	41
14	110	111	63	1	43	68	0,047979	0,0000029	0,047977	913,18	913,18	913	844	68,59	41
15	110	111	63	1	43	68	0,047977	0,0000029	0,047974	913,18	913,18	913	844	68,59	41
16	110	111	63	1	43	68	0,047974	0,0000029	0,047971	913,18	913,18	913	844	68,59	41
17	110	111	63	1	43	68	0,047971	0,0000029	0,047968	913,18	913,18	913	844	68,59	41
18	110	111	63	1	43	68	0,047968	0,0000029	0,047965	913,18	913,18	913	844	68,59	41
19	110	111	63	1	43	68	0,047965	0,0000029	0,047962	913,18	913,17	913	844	68,59	41
20	110	111	63	1	43	68	0,047962	0,0000029	0,047959	913,17	913,17	913	844	68,59	41
21	110	111	63	1	43	68	0,047959	0,0000029	0,047956	913,17	913,17	913	844	68,58	41
22	110	111	63	1	43	68	0,047956	0,0000029	0,047953	913,17	913,17	913	844	68,58	41
23	110	111	63	1	43	68	0,047953	0,0000029	0,047950	913,17	913,17	913	844	68,58	41
24/0	110	111	63	1	43	68	0,047950	0,0000029	0,047947	913,17	913,17	913	844	68,58	41
1	110	111	63	1	43	68	0,047947	0,0000029	0,047944	913,17	913,17	913	844	68,58	41
2	110	111	63	1	43	68	0,047944	0,0000029	0,047941	913,17	913,16	913	844	68,58	41
3	110	106	63	-4	43	63	0,047941	-0,0000146	0,047956	913,16	913,17	913	844	68,61	38
4	110	106	63	-4	43	63	0,047956	-0,0000146	0,047971	913,17	913,18	913	844	68,61	38
5	110	106	63	-4	43	63	0,047971	-0,0000146	0,047985	913,18	913,18	913	844	68,62	38

Продолжение приложения А.

Суточный график и интегральная кривая нагрузки РДУ Юга на 19.09.2018 на рисунке А.9.

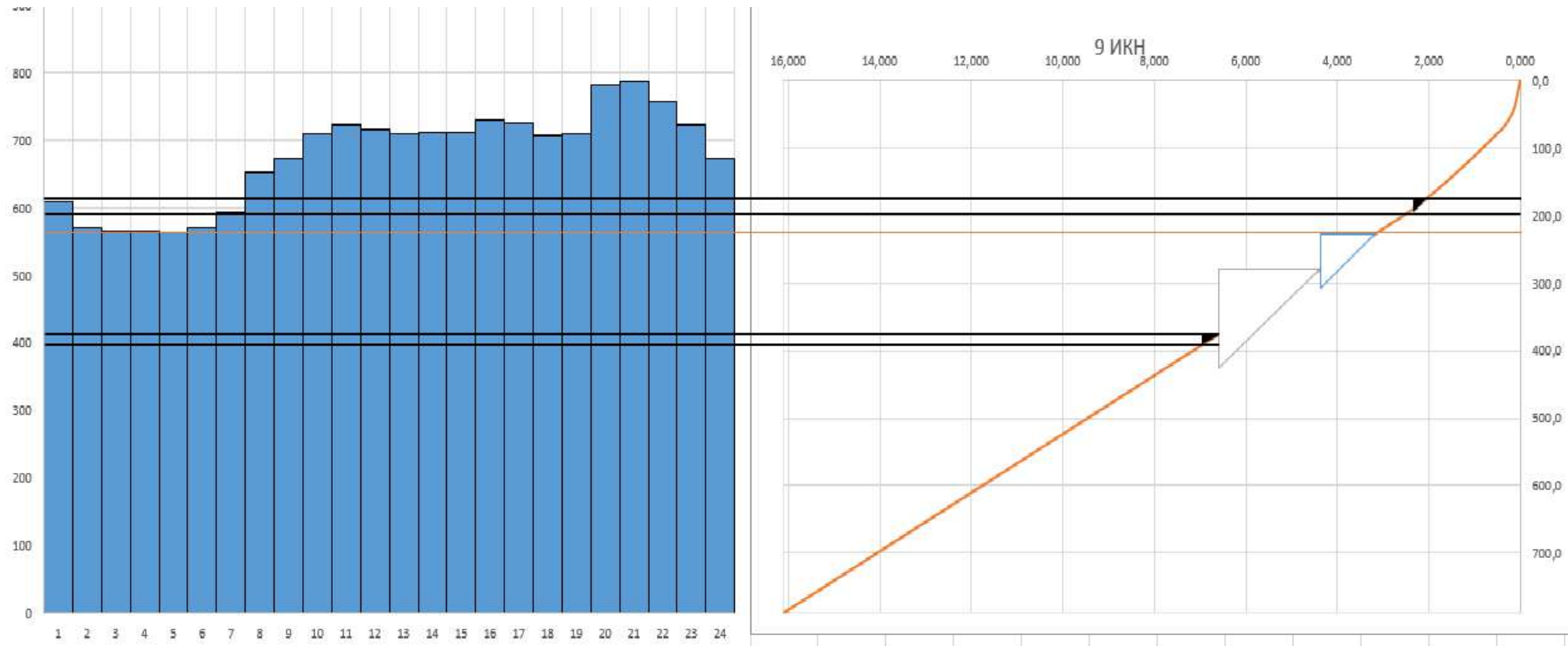


Рисунок А.9 – Суточный график и интегральная кривая нагрузки РДУ Юга на 19.09.2018

Продолжение приложения А.

Результаты сработки для Сентября 19.09.2018 в таблице А.9.

Таблица А.9 – Результаты сработки для Сентября 19.09.2018

Часы	$Q_{\text{ПОЛ}}$	$Q_{\text{НБ}}$	$Q_{\text{СП}}$	$Q_{\text{ВДХР}}$	$Q_{\text{ХС}}$	$Q_{\text{ГЭС}}$	$V_{\text{НАЧ}}$	$dV$	$V_{\text{КОН}}$	$Z_{\text{ББ}}^{\text{НАЧ}}$	$Z_{\text{ББ}}^{\text{КОН}}$	$Z_{\text{ББ}}^{\text{СП}}$	$Z_{\text{НБ}}$	$H_{\text{ГЭС}}$	$N_{\text{ГЭС}}$
8	36	39	21	3	6	33	0,0480	0,0000104	0,047990	913,19	913,19	913	843	69,10	20
9	36	39	21	3	6	33	0,047990	0,0000104	0,047979	913,19	913,18	913	843	69,10	20
10	36	39	21	3	6	33	0,047979	0,0000104	0,047969	913,18	913,18	913	843	69,09	20
11	36	39	21	3	6	33	0,047969	0,0000104	0,047958	913,18	913,17	913	843	69,09	20
12	36	39	21	3	6	33	0,047958	0,0000104	0,047948	913,17	913,17	913	843	69,08	20
13	36	39	21	3	6	33	0,047948	0,0000104	0,047938	913,17	913,16	913	843	69,08	20
14	36	39	21	3	6	33	0,047938	0,0000104	0,047927	913,16	913,16	913	843	69,08	20
15	36	39	21	3	6	33	0,047927	0,0000104	0,047917	913,16	913,15	913	843	69,07	20
16	36	39	21	3	6	33	0,047917	0,0000104	0,047906	913,15	913,15	913	843	69,07	20
17	36	39	21	3	6	33	0,047906	0,0000104	0,047896	913,15	913,14	913	843	69,06	20
18	36	39	21	3	6	33	0,047896	0,0000104	0,047886	913,14	913,14	913	843	69,06	20
19	36	39	21	3	6	33	0,047886	0,0000104	0,047875	913,14	913,13	913	843	69,05	20
20	36	39	21	3	6	33	0,047875	0,0000104	0,047865	913,13	913,13	913	843	69,05	20
21	36	39	21	3	6	33	0,047865	0,0000104	0,047854	913,13	913,12	913	843	69,04	20
22	36	39	21	3	6	33	0,047854	0,0000104	0,047844	913,12	913,12	913	843	69,04	20
23	36	39	21	3	6	33	0,047844	0,0000104	0,047834	913,12	913,11	913	843	69,03	20
24/0	36	39	21	3	6	33	0,047834	0,0000104	0,047823	913,11	913,11	913	843	69,03	20
1	36	39	21	3	6	33	0,047823	0,0000104	0,047813	913,11	913,11	913	843	69,02	20
2	36	27	21	-9	6	21	0,047813	-0,0000311	0,047844	913,11	913,12	913	843	69,13	13
3	36	27	21	-9	6	21	0,047844	-0,0000311	0,047875	913,12	913,13	913	843	69,15	13
4	36	27	21	-9	6	21	0,047875	-0,0000311	0,047906	913,13	913,15	913	843	69,16	13
5	36	27	21	-9	6	21	0,047906	-0,0000311	0,047937	913,15	913,16	913	843	69,17	13
6	36	27	21	-9	6	21	0,047937	-0,0000311	0,047968	913,16	913,18	913	843	69,19	13
7	36	27	21	-9	6	21	0,047968	-0,0000311	0,0480	913,18	913,19	913	843	69,20	13



Продолжение приложения А.

Суточный график и интегральная кривая нагрузки РДУ Юга на 19.10.2018 на рисунке А.10.

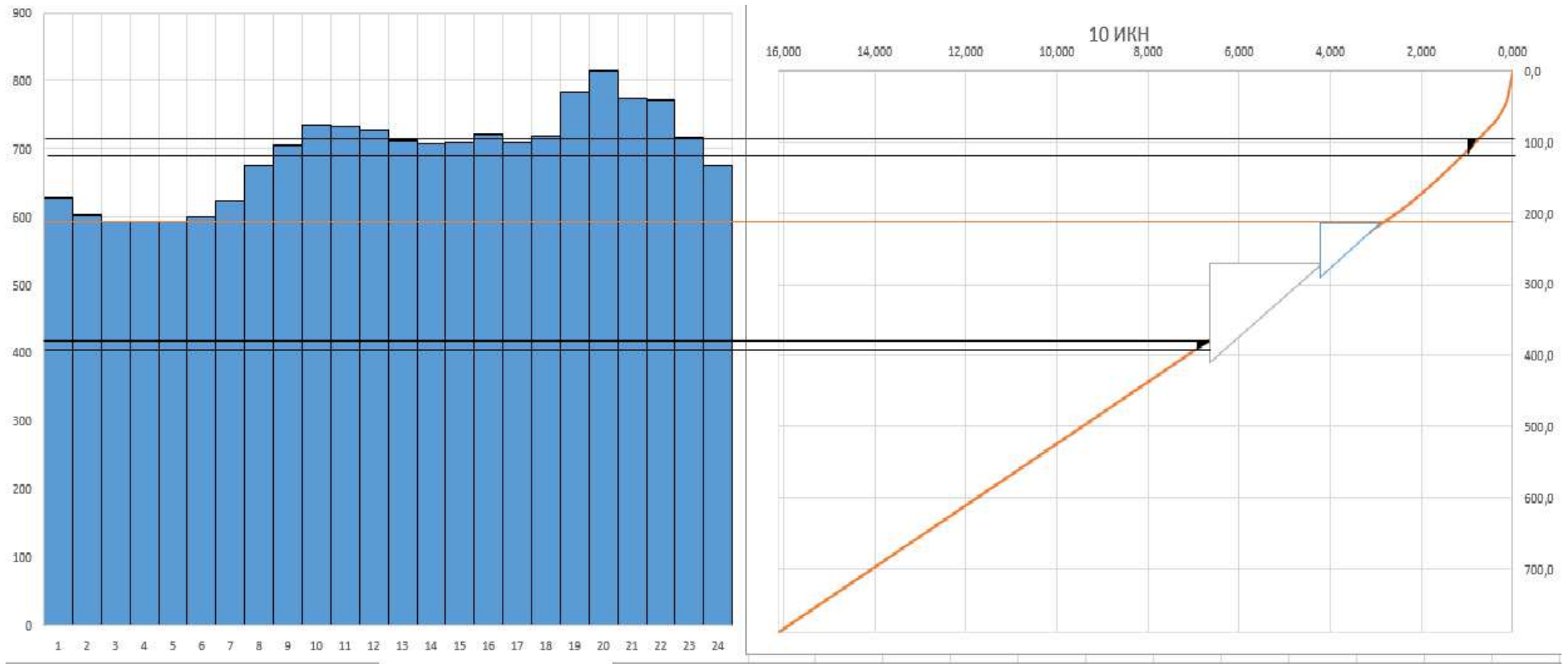


Рисунок А.10 – Суточный график и интегральная кривая нагрузки РДУ Юга на 19.10.2018

Продолжение приложения А.

Результаты сработки для Октября 19.10.2018 в таблице А.10.

Таблица А.10 – Результаты сработки для Октября 19.10.2018

Часы	$Q_{\text{ПОЛ}}$	$Q_{\text{НБ}}$	$Q_{\text{СП}}$	$Q_{\text{ВДХР}}$	$Q_{\text{ХС}}$	$Q_{\text{ГЭС}}$	$V_{\text{НАЧ}}$	$dV$	$V_{\text{КОН}}$	$Z_{\text{ББ}}^{\text{НАЧ}}$	$Z_{\text{ББ}}^{\text{КОН}}$	$Z_{\text{ББ}}^{\text{СП}}$	$Z_{\text{НБ}}$	$H_{\text{ГЭС}}$	$N_{\text{ГЭС}}$
9	28	28	16	0	0	28	0,0480	0,0000000	0,048000	913,19	913,19	913	843	69,20	17
10	28	36	16	8	0	36	0,048000	0,0000295	0,047970	913,19	913,18	913	843	69,12	22
11	28	36	16	8	0	36	0,047970	0,0000295	0,047941	913,18	913,16	913	843	69,11	22
12	28	36	16	8	0	36	0,047941	0,0000295	0,047911	913,16	913,15	913	843	69,10	22
13	28	36	16	8	0	36	0,047911	0,0000295	0,047882	913,15	913,14	913	843	69,08	22
14	28	33	16	5	0	33	0,047882	0,0000176	0,047864	913,14	913,13	913	843	69,10	20
15	28	28	16	0	0	28	0,047864	-0,0000002	0,047865	913,13	913,13	913	843	69,14	17
16	28	30	16	2	0	30	0,047865	0,0000057	0,047859	913,13	913,13	913	843	69,13	18
17	28	36	16	8	0	36	0,047859	0,0000295	0,047829	913,13	913,11	913	843	69,06	22
18	28	28	16	0	0	28	0,047829	0,0000000	0,047829	913,11	913,11	913	843	69,13	17
19	28	36	16	8	0	36	0,047829	0,0000292	0,047800	913,11	913,10	913	843	69,05	22
20	28	36	16	8	0	36	0,047800	0,0000292	0,047771	913,10	913,09	913	843	69,03	22
21	28	36	16	8	0	36	0,047771	0,0000292	0,047742	913,09	913,07	913	843	69,02	22
22	28	36	16	8	0	36	0,047742	0,0000292	0,047713	913,07	913,06	913	843	69,00	22
23	28	36	16	8	0	36	0,047713	0,0000292	0,047683	913,06	913,04	913	843	68,99	22
24/0	28	36	16	8	0	36	0,047683	0,0000292	0,047654	913,04	913,03	913	843	68,98	22
1	28	16	16	-12	0	16	0,047654	-0,0000432	0,047698	913,03	913,05	913	843	69,17	10
2	28	16	16	-12	0	16	0,047698	-0,0000432	0,047741	913,05	913,07	913	843	69,19	10
3	28	16	16	-12	0	16	0,047741	-0,0000432	0,047784	913,07	913,09	913	843	69,21	10
4	28	16	16	-12	0	16	0,047784	-0,0000432	0,047827	913,09	913,11	913	843	69,23	10
5	28	16	16	-12	0	16	0,047827	-0,0000432	0,047870	913,11	913,13	913	843	69,25	10
6	28	16	16	-12	0	16	0,047870	-0,0000432	0,047914	913,13	913,15	913	843	69,27	10
7	28	16	16	-12	0	16	0,047914	-0,0000432	0,047957	913,15	913,17	913	843	69,29	10
8	28	16	16	-12	0	16	0,047957	-0,0000432	0,0480	913,17	913,19	913	843	69,31	10

Продолжение приложения А.

Суточный график и интегральная кривая нагрузки РДУ Юга на 19.11.2018 на рисунке А.11.

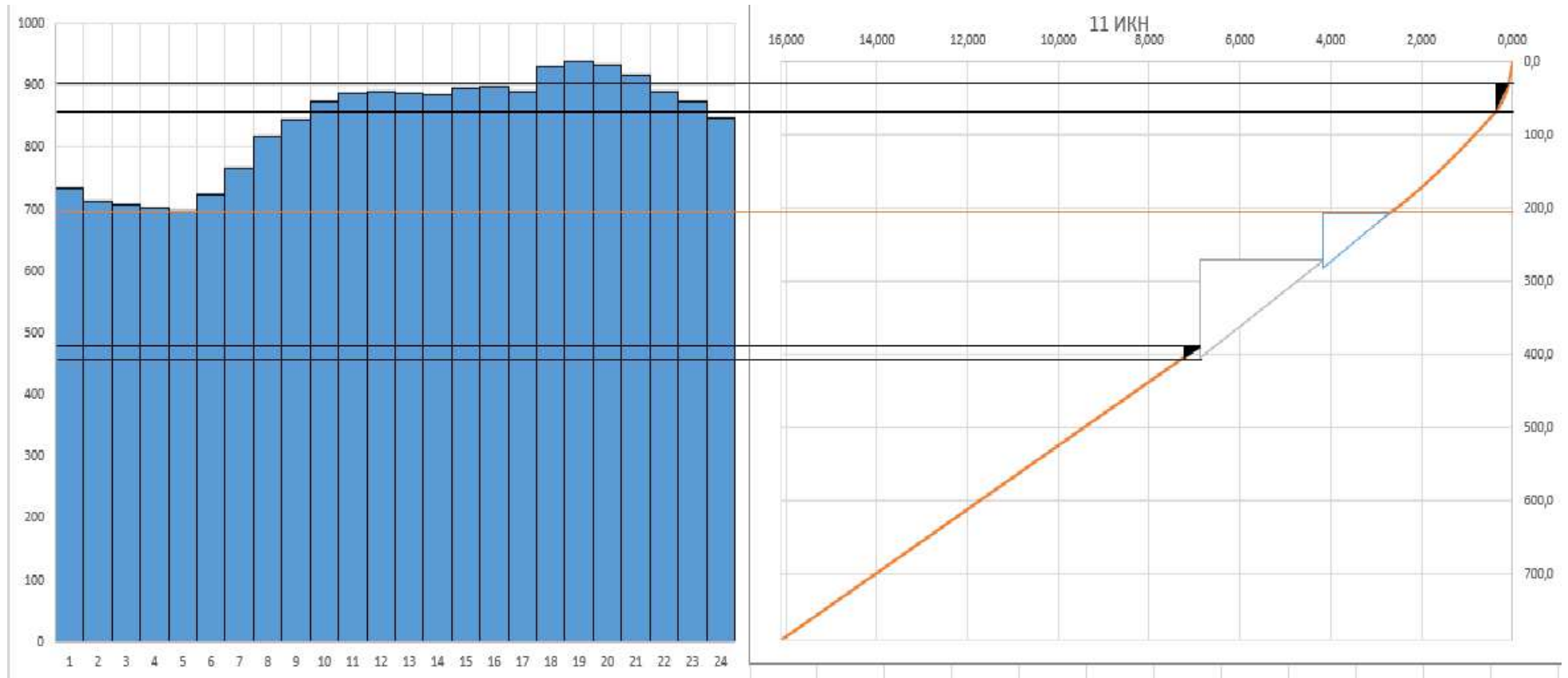


Рисунок А.11 – Суточный график и интегральная кривая нагрузки РДУ Юга на 19.11.2018

Продолжение приложения А.

Результаты сработки для Ноября 19.11.2018 в таблице А.11.

Таблица А.11 – Результаты сработки для Ноября 19.11.2018

Часы	$Q_{\text{ПОЛ}}$	$Q_{\text{НБ}}$	$Q_{\text{СП}}$	$Q_{\text{ВДХР}}$	$Q_{\text{ХС}}$	$Q_{\text{ГЭС}}$	$V_{\text{НАЧ}}$	$dV$	$V_{\text{КОН}}$	$Z_{\text{ББ}}^{\text{НАЧ}}$	$Z_{\text{ББ}}^{\text{КОН}}$	$Z_{\text{ББ}}^{\text{СП}}$	$Z_{\text{НБ}}$	$H_{\text{ГЭС}}$	$N_{\text{ГЭС}}$
10	39	38	22	-1	0	38	0,0480	-0,0000043	0,048004	913,19	913,19	913	843	69,12	23
11	39	43	22	4	0	43	0,048004	0,0000144	0,047990	913,19	913,19	913	843	69,07	26
12	39	48	22	9	0	48	0,047990	0,0000324	0,047958	913,19	913,17	913	843	69,02	29
13	39	43	22	4	0	43	0,047958	0,0000144	0,047943	913,17	913,17	913	843	69,05	26
14	39	45	22	6	0	45	0,047943	0,0000216	0,047922	913,17	913,16	913	843	69,02	27
15	39	47	22	8	0	47	0,047922	0,0000288	0,047893	913,16	913,14	913	843	68,99	29
16	39	56	22	17	0	56	0,047893	0,0000612	0,047832	913,14	913,11	913	844	68,90	34
17	39	43	22	4	0	43	0,047832	0,0000144	0,047817	913,11	913,11	913	843	68,99	26
18	39	66	22	27	0	66	0,047817	0,0000958	0,047721	913,11	913,06	913	844	68,79	40
19	39	66	22	27	0	66	0,047721	0,0000958	0,047626	913,06	913,02	913	844	68,74	40
20	39	66	22	27	0	66	0,047626	0,0000958	0,047530	913,02	912,97	913	844	68,69	40
21	39	66	22	27	0	66	0,047530	0,0000958	0,047434	912,97	912,93	913	844	68,65	40
22	39	43	22	4	0	43	0,047434	0,0000144	0,047420	912,93	912,92	913	843	68,80	26
23	39	38	22	-1	0	38	0,047420	-0,0000036	0,047423	912,92	912,92	913	843	68,84	23
24/0	39	23	22	-16	0	23	0,047423	-0,0000577	0,047481	912,92	912,95	913	843	69,00	14
1	39	23	22	-16	0	23	0,047481	-0,0000577	0,047539	912,95	912,98	913	843	69,02	14
2	39	23	22	-16	0	23	0,047539	-0,0000577	0,047596	912,98	913,00	913	843	69,05	14
3	39	23	22	-16	0	23	0,047596	-0,0000577	0,047654	913,00	913,03	913	843	69,08	14
4	39	23	22	-16	0	23	0,047654	-0,0000577	0,047712	913,03	913,06	913	843	69,11	14
5	39	23	22	-16	0	23	0,047712	-0,0000577	0,047769	913,06	913,08	913	843	69,13	14
6	39	23	22	-16	0	23	0,047769	-0,0000577	0,047827	913,08	913,11	913	843	69,16	14
7	39	23	22	-16	0	23	0,047827	-0,0000577	0,047885	913,11	913,14	913	843	69,19	14
8	39	23	22	-16	0	23	0,047885	-0,0000577	0,047942	913,14	913,16	913	843	69,21	14
9	39	23	22	-16	0	23	0,047942	-0,0000577	0,0480	913,16	913,191	913	843	69,24	14

Продолжение приложения А.

Суточный график и интегральная кривая нагрузки РДУ Юга на 19.12.2018 на рисунке А.12.

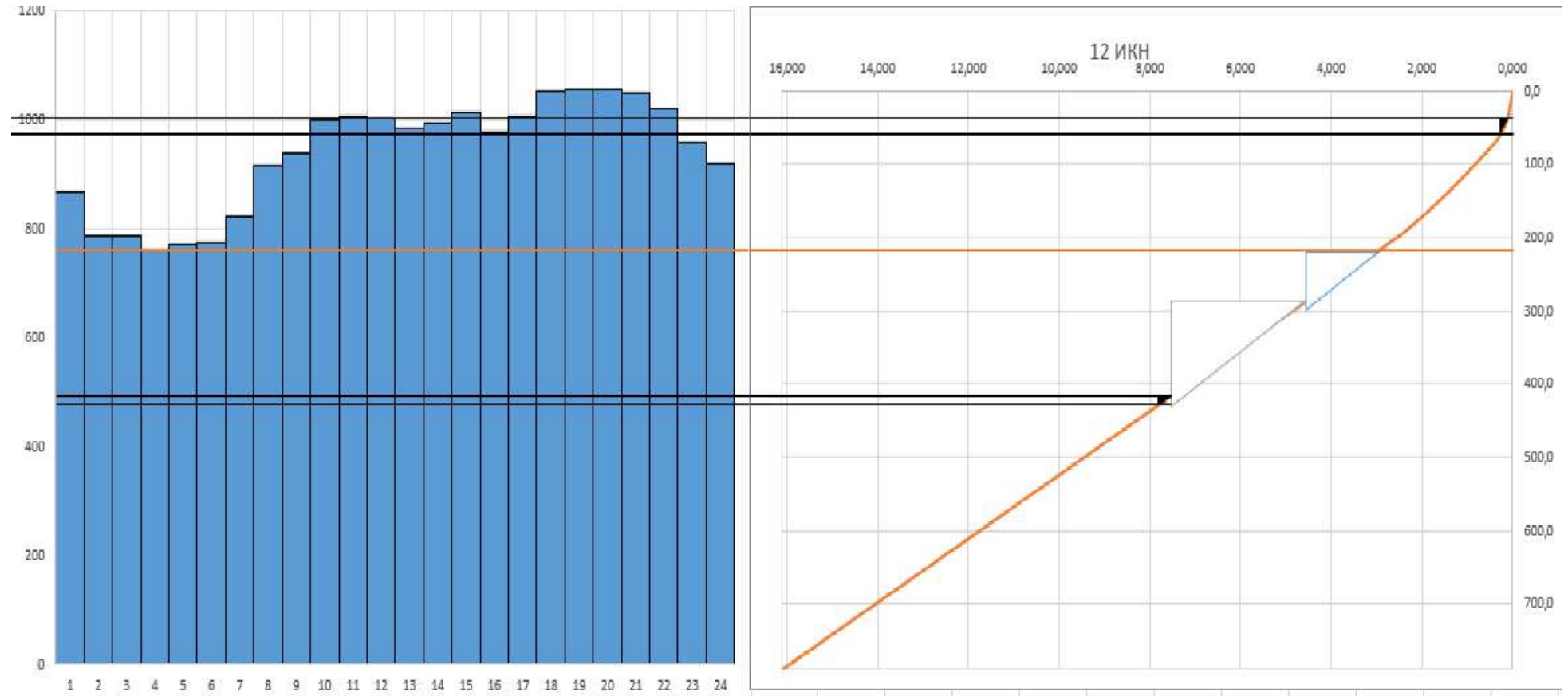


Рисунок А.12 – Суточный график и интегральная кривая нагрузки РДУ Юга на 19.12.2018

Продолжение приложения А.

Результаты сработки для Декабря 19.12.2018 в таблице А.12.

Таблица А.12 – Результаты сработки для Декабря 19.12.2018

Часы	$Q_{\text{ПОЛ}}$	$Q_{\text{НБ}}$	$Q_{\text{СП}}$	$Q_{\text{ВДХР}}$	$Q_{\text{ХС}}$	$Q_{\text{ГЭС}}$	$V_{\text{НАЧ}}$	$dV$	$V_{\text{КОН}}$	$Z_{\text{ББ}}^{\text{НАЧ}}$	$Z_{\text{ББ}}^{\text{КОН}}$	$Z_{\text{ББ}}^{\text{СП}}$	$Z_{\text{НБ}}$	$H_{\text{ГЭС}}$	$N_{\text{ГЭС}}$
10	27	40	15	13	0	40	0,0480	0,0000468	0,047953	913,19	913,17	913	843	69,09	24
11	27	40	15	13	0	40	0,047953	0,0000468	0,047906	913,17	913,15	913	843	69,06	24
12	27	40	15	13	0	40	0,047906	0,0000468	0,047860	913,15	913,13	913	843	69,04	24
13	27	25	15	-2	0	25	0,047860	-0,0000072	0,047867	913,13	913,13	913	843	69,17	15
14	27	24	15	-3	0	24	0,047867	-0,0000108	0,047878	913,13	913,14	913	843	69,18	15
15	27	40	15	13	0	40	0,047878	0,0000468	0,047831	913,14	913,11	913	843	69,03	24
16	27	40	15	13	0	40	0,047831	0,0000468	0,047784	913,11	913,09	913	843	69,01	24
17	27	15	15	-13	0	14	0,047784	-0,0000468	0,047831	913,09	913,11	913	843	69,24	9
18	27	40	15	13	0	40	0,047831	0,0000468	0,047784	913,11	913,09	913	843	69,01	24
19	27	40	15	13	0	40	0,047784	0,0000468	0,047737	913,09	913,07	913	843	68,99	24
20	27	40	15	13	0	40	0,047737	0,0000468	0,047690	913,07	913,05	913	843	68,96	24
21	27	40	15	13	0	40	0,047690	0,0000468	0,047644	913,05	913,03	913	843	68,94	24
22	27	40	15	13	0	40	0,047644	0,0000468	0,047597	913,03	913,00	913	843	68,92	24
23	27	40	15	13	0	40	0,047597	0,0000468	0,047550	913,00	912,98	913	843	68,90	24
24/0	27	15	15	-13	0	15	0,047550	-0,0000450	0,047595	912,98	913,00	913	843	69,14	9
1	27	15	15	-13	0	15	0,047595	-0,0000450	0,047640	913,00	913,02	913	843	69,16	9
2	27	15	15	-13	0	15	0,047640	-0,0000450	0,047685	913,02	913,05	913	843	69,18	9
3	27	15	15	-13	0	15	0,047685	-0,0000450	0,047730	913,05	913,07	913	843	69,20	9
4	27	15	15	-13	0	15	0,047730	-0,0000450	0,047775	913,07	913,09	913	843	69,22	9
5	27	15	15	-13	0	15	0,047775	-0,0000450	0,047820	913,09	913,11	913	843	69,24	9
6	27	15	15	-13	0	15	0,047820	-0,0000450	0,047865	913,11	913,13	913	843	69,26	9
7	27	15	15	-13	0	15	0,047865	-0,0000450	0,047910	913,13	913,15	913	843	69,29	9
8	27	15	15	-13	0	15	0,047910	-0,0000450	0,047955	913,15	913,17	913	843	69,31	9
9	27	15	15	-13	0	15	0,047955	-0,0000450	0,0480	913,17	913,19	913	843	69,33	9



## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Зона работы турбины ПЛД 70-В-60°-34,5

Зона работы турбины ПЛД 70-В-60°-34,5. Рисунок Б.1.

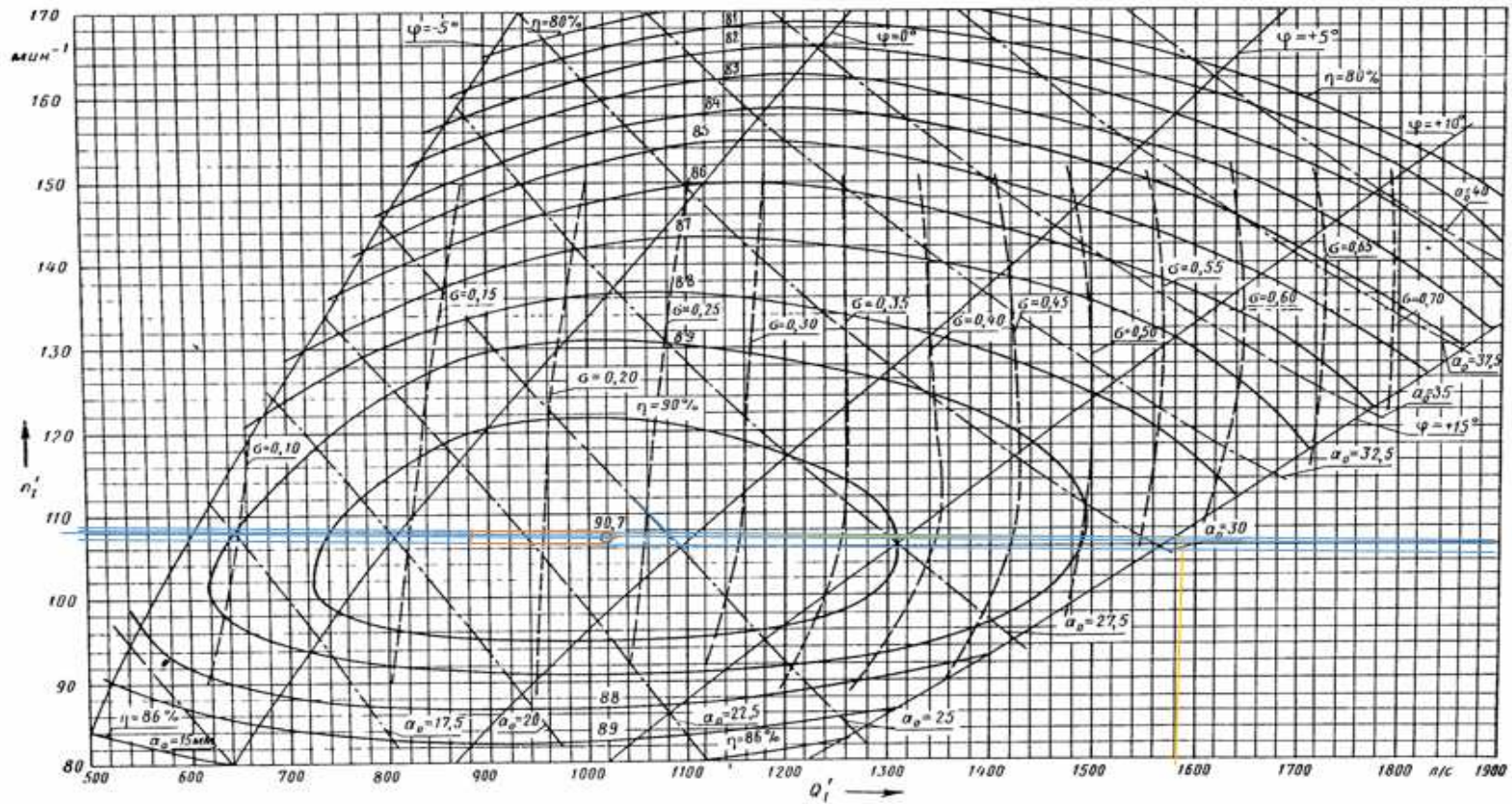


Рисунок Б.1 - Зона работы турбины ПЛД 70-В-60°-34,5

Продолжение приложения Б

Зона работы турбины РО 75-В-46. Рисунок Б.2.

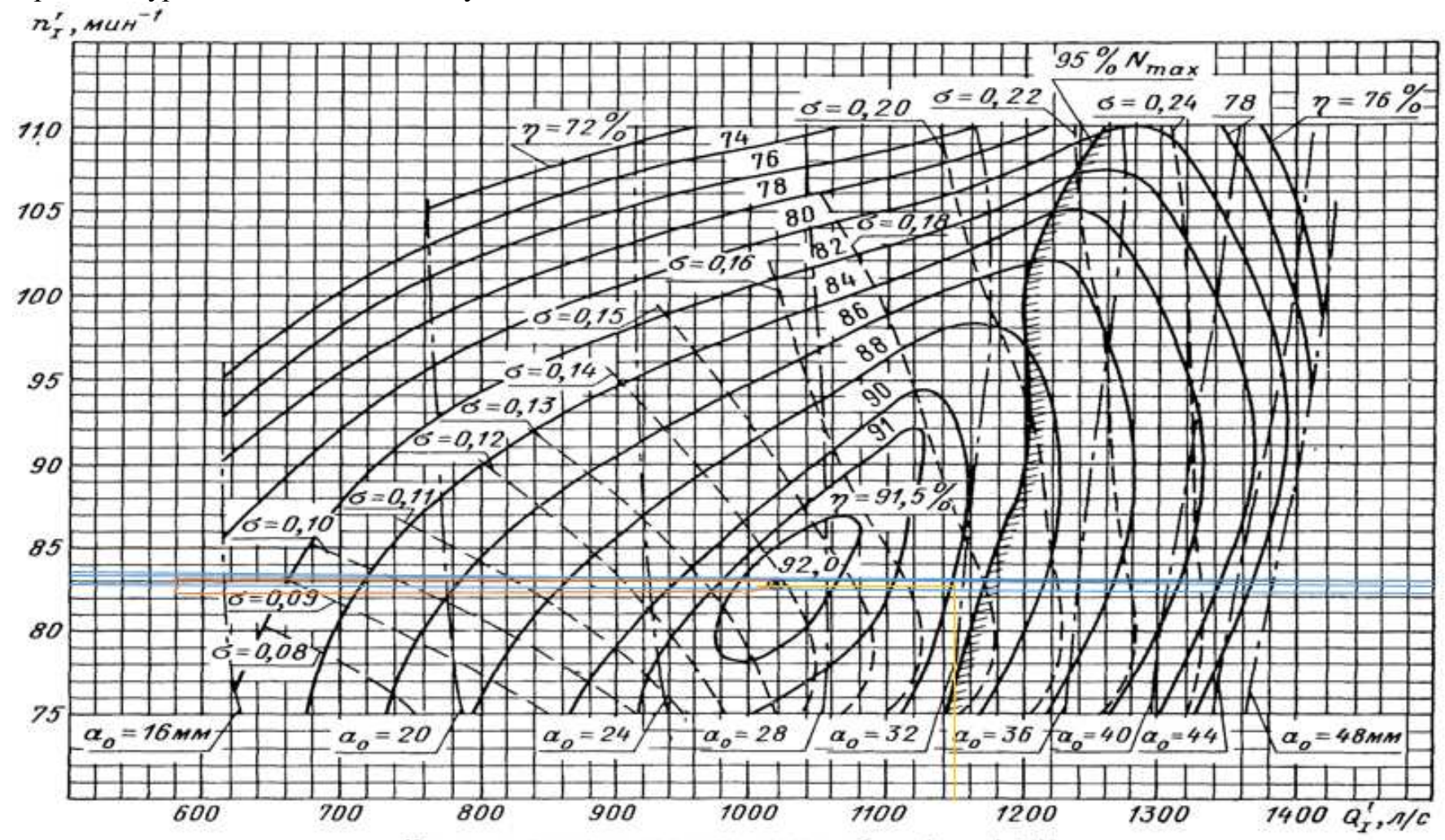


Рисунок Б.2 - Зона работы турбины РО 75-В-46



## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Эксплуатационная характеристика

Эксплуатационная характеристика ГТ ПЛД70-В-60°-34,5. Рисунок В.1.

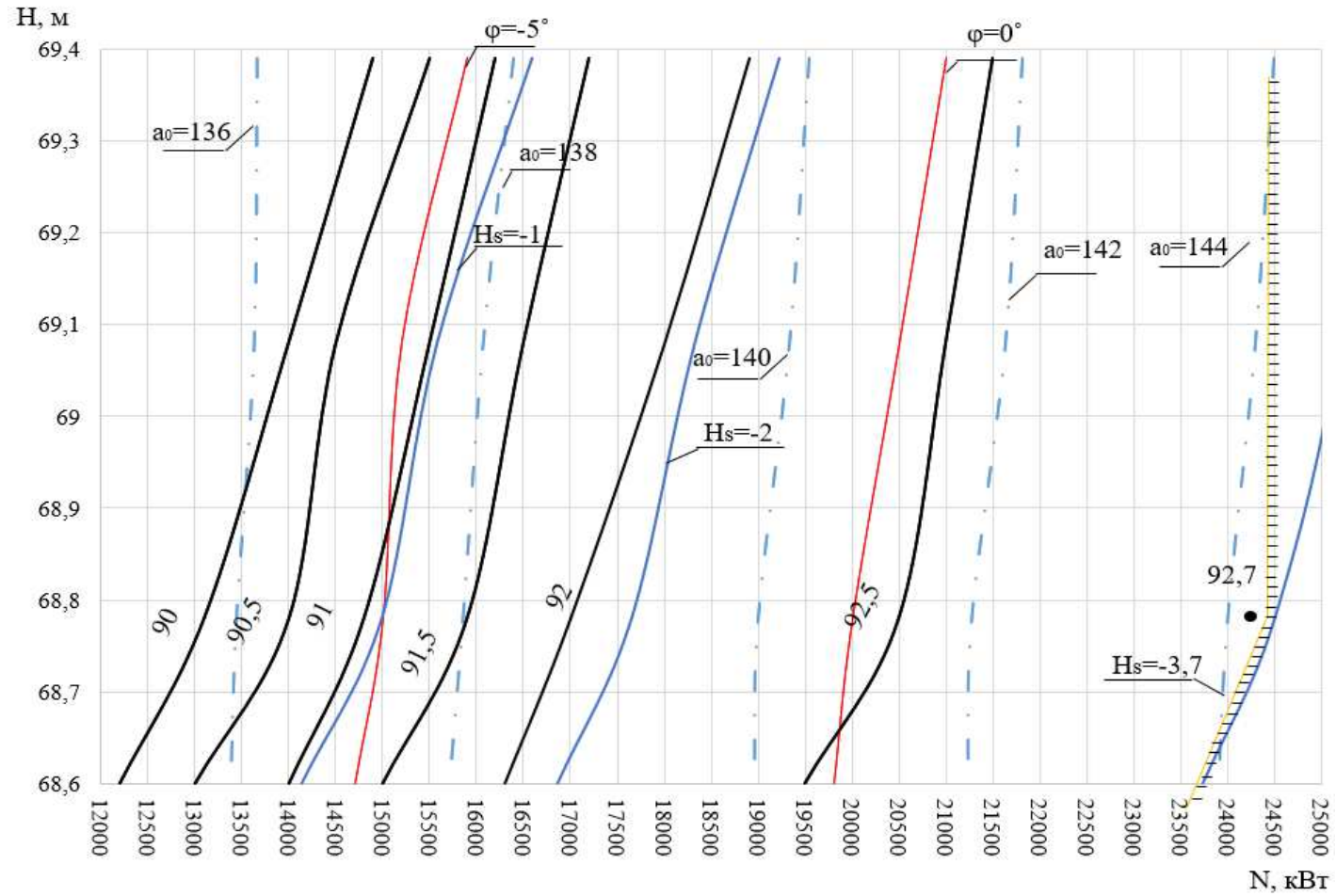


Рисунок В.1 - Эксплуатационная характеристика ГТ ПЛД70-В-60°-34,5

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

### Чертёж спиральной камеры

Чертеж спиральной камеры. Рисунок Г.1.

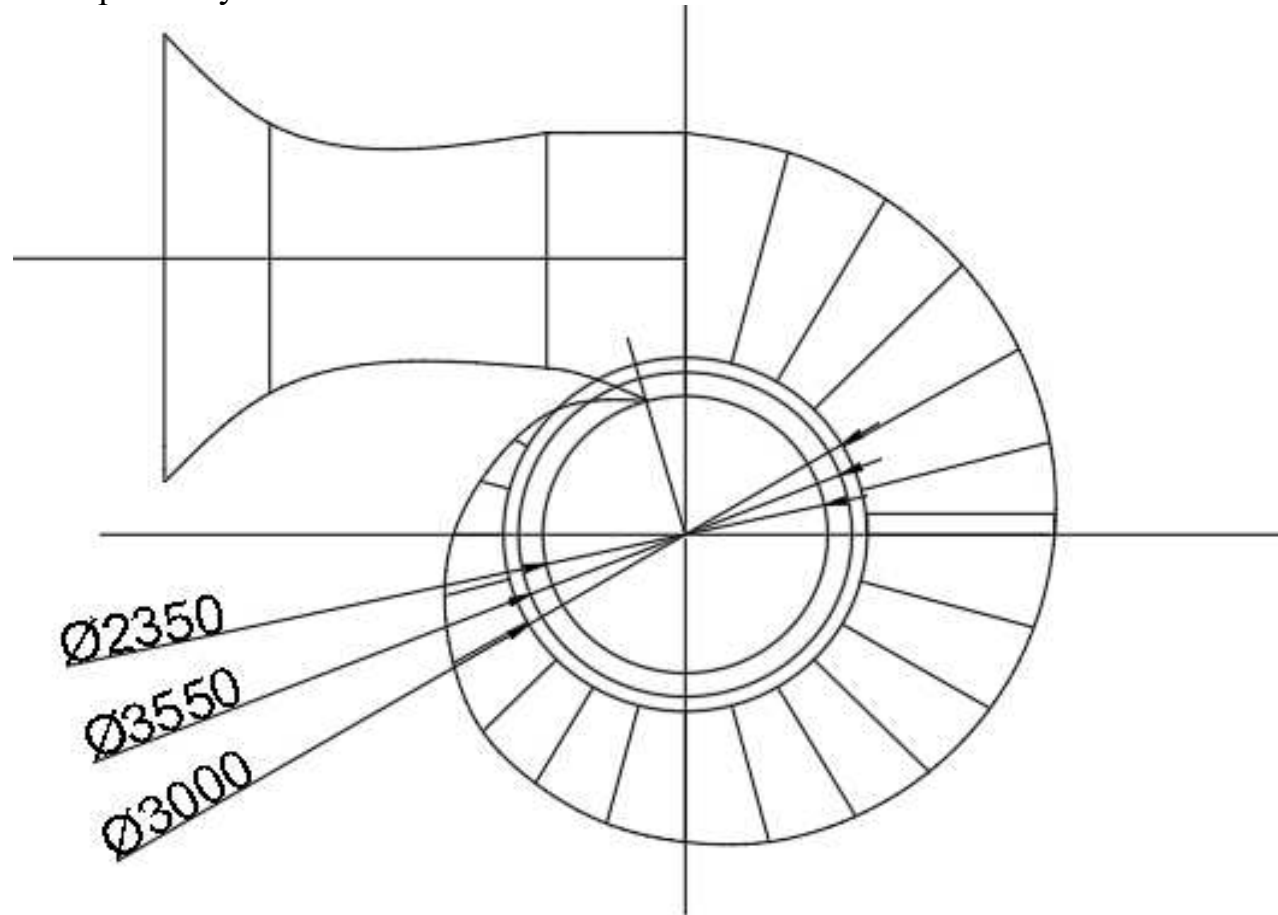



Рисунок Г.1 - План спиральной камеры

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра «Гидротехнических сооружений и гидравлических машин»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 А.А. Андрияс  
«02» 07 2020 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

15.03.02 – Технологические машины и оборудование

код - наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ АНДИЙСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ АНДИЙСКОЙ КОЙСУ.  
ЗАТВОРЫ ТУРБИН. РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ ЗАТВОРОВ, СИСТЕМЫ  
ПРИВОДА

Руководитель

  
подпись, дата

догов. 87С и ГМ

А.В. Масленникова

инициалы, фамилия

Выпускник

  
подпись, дата

В.Г. Санковский


инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Андийской ГЭС на реке Андийское Койсу. Затворы турбин. Расчет параметров затворов, системы привода».

Консультанты по разделам:

Консультант:

  
подпись, дата 01.07.20 Затеев В.Б.  
инициалы, фамилия

Водно-энергетические расчёты

  
подпись, дата 28.06.20 Затеева Е.Ю.  
инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

  
подпись, дата 02.02.20 Масленникова А.В.  
инициалы, фамилия


Характеристики турбины

  
подпись, дата 02.02.20 Масленникова А.В.  
инициалы, фамилия

Расчёт на прочность лопатки НА

  
подпись, дата 03.07.2020 Глущенко Т.С.  
инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

  
подпись, дата 02.02.20 Затеев В.Б.  
инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

  
подпись, дата 07.20 Кадычегов В.А.  
инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

  
подпись, дата 02.07.20 Лапасова В.В.  
инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

  
подпись, дата 02.07.20 Чабанова А.А.  
инициалы, фамилия